



Elproduktion kontra elbesparelser

Grohnheit, Poul Erik; Schleisner, Lotte; Stephensen, Peter; Sørensen, Henrik

Publication date:
1993

Document Version
Publisher's PDF, also known as Version of record

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):
Grohnheit, P. E., Schleisner, L., Stephensen, P., & Sørensen, H. (1993). *Elproduktion kontra elbesparelser*. Nordisk Ministerråd, København. Nordiske Seminar- og Arbejdsrapporter Vol. 528

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

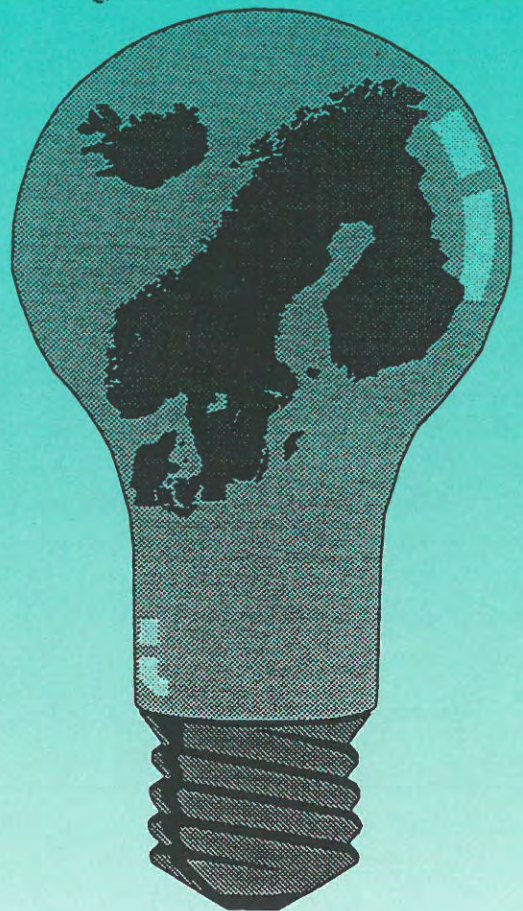
- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Elproduktion kontra elbesparelser



Nordiske
Seminar- og
Arbejds-
rapporter
1993:528



Elproduktion kontra elbesparelser

Nordisk Seminar- og Arbejdsrapport 1993:528

Copyright: Nordisk Ministerråd, København 1993

ISBN 92 9120 200 2

ISSN 0906-3668

Tryk og distribution: Nordisk Ministerråd, København

Rapporten er gratis ved skriftlig henvendelse

Nordisk Ministerråd

Store Strandstræde 18

DK-1255 København K

Tel/telefax (+45) 33 11 47 11

Elproduktion kontra elbesparelser

Abstract

This report describes the project

"Electricity production versus Electricity savings".

The project is financed by the Department for Energy Market Problems under The Nordic Council of Ministers and by Risø National Laboratory. The project started the 1st of May 1990 and ended in May 1992.

A model is developed to estimate the generating that needs not to be built as a result of various levels of electricity savings.

The demand side is based on estimates of economically viable savings measures in various sectors compared to selected forecasts in each of the Nordic countries, while the supply side of the model is an optimization model based on a network description of energy flows and systems constraints.

The time horizon for the model is year 2010.

The report consists of 4 main sections:

- 1) Chapters 5 and 6 describe the electricity system in all the Nordic countries. Chapter 5 gives a superior description of the Nordic electricity system, while chapter 6 describes the electricity production and consumption in more detail for each of the countries.
- 2) Chapters 7 and 8 are chapters related to data presenting electricity forecasts and power extension plans for all the Nordic countries up to year 2010.
- 3) Chapters 9 and 10 are chapters related to the model utilized. Chapter 9 describes the structure and composition of the model, while the structure of relevant scenarios is described in chapter 10. In appendices A and B a description of the respective models utilized is given in detail.
- 4) The last chapter in the report, chapter 11, shows the results of the scenarios, and is in this way an estimate of the perspectives for investment in electricity savings in the Nordic countries in the future.

Indholdsfortegnelse

1.	Forord	5
2.	Problemformulering	6
3.	Konklusioner og anbefalinger	8
4.	Indledning	11
5.	Elproduktion og elforbrug i de nordiske lande	12
5.1.	Elproduktion	12
5.2.	Elforbrug	15
6.	De nordiske landes elsystem	16
6.1.	Sverige	16
6.2.	Norge	18
6.3.	Finland	22
6.4.	Island	24
6.5.	Danmark	27
7.	Elforbrugets udvikling i de nordiske lande frem til år 2010	31
7.1.	Sverige	31
7.2.	Norge	34
7.3.	Finland	37
7.4.	Island	39
7.5.	Danmark	40
8.	Udbygning af elsystemerne	43
8.1.	Udbygningsplaner i de nordiske lande	43
8.2.	Elforsynings- og transmissionsteknologier	44
8.3.	Energipriser og systembegrænsninger	47
9.	Overordnet modelbeskrivelse	49
9.1.	Modelstruktur	49
9.2.	Anvendelse af modellerne	51

10. Scenarier	52
11. Perspektiver for gennemførelse af elbesparelser	56
11.1. Modelresultater for elforsyningssystemet	56
11.2. Sammenligning af omkostninger	67
11.3. Besparelspotentialer	71
Referencer	77
Bilag A: Model for elefterspørgsel og -besparelser	81
Bilag B: Optimeringsmodel for elsystemet	89

1. Forord

Nærværende rapport er den afsluttende rapport på projektet "Elproduktion kontra elbesparelser". Projektet er finansieret af Nordisk Ministerråds Energimarkedsgruppe og Forskningscenter Risø. Projektet startede 1. maj 1990 og er afsluttet i maj 1992.

Til vurdering af hvor stor en kapacitet der spares i udbygning af elsystemet i hver af de nordiske lande ved at indføre forskellige mængder af elbesparelser er der udviklet en model bestående af en efterspørgselsdel og en udbudsdel. En stor del af projektet har således bestået af opbygning og sammenkobling af modeller til dette formål. Der har derudover foregået et stort arbejde vedrørende dataindsamling om elforbrug og elprognoser for alle de nordiske lande.

Rapporten er udarbejdet i Energisystemgruppen i Afdelingen for Systemanalyse. Følgende personer har deltaget i projektet og er ansvarlige for rapportens indhold:

Poul Erik Grohnheit
Lotte Schleisner (projektleder)
Peter Stephensen
Henrik Sørensen

2. Problemformulering

Udbygningen af elproduktionsanlæg har hidtil været styret af behovet for el. Det er imidlertid i de seneste år blevet fremført, at omkostningerne ved en udbygning af elproduktionsanlægget er større end de omkostninger, der vil fremkomme som følge af en indsats rettet mod en reduktion af elforbruget.

Nærværende projekt vurderer konsekvenserne for elproduktionsanlæggene som følge af en satsning på kraftige besparelsetiltag hos forbrugerne. Der er inden for projektet udviklet en model til analyse af omkostningerne forbundet med anlæg og drift af elværker kontra de omkostninger, der er forbundet med elbesparelse.

Modellen er afprøvet ved beregning af en række typiske elbesparelser kontra elproduktioner, som er repræsentative for de nordiske lande. Der er således udvalgt et område for hvert af de nordiske lande, der med hensyn til elforsyning er repræsentativ for det enkelte land.

De nordiske lande har meget forskellige produktionsformer for el og varme. Danmark kan karakteriseres som et kulkraftland, Norge og Island som vandkraftlande, Sverige som såvel et kernekraft- som vandkraftland, mens Finland er en kombination af det hele.

Elforbruget i Norden kan fordeles indenfor de 3 kategorier

- 1) husholdning, handel og service,
- 2) industri, og
- 3) transport.

Som det fremgår af omstående tabel, tabel 2.1, er fordelingen indenfor de 3 kategorier forskellig for de 5 lande. Sverige, Norge og Finland følger nogenlunde samme mønster med en fordeling på 44-55% indenfor husholdning, handel og service, 43-56% indenfor industri og 1-2% indenfor transport. Danmark har derimod langt det største elforbrug indenfor husholdning, handel og service (70% af det samlede elforbrug) og kun 29% af forbruget indenfor industri. Island har modsætningsvis et forbrug indenfor industri på 67%, mens kun 33% af elforbruget falder indenfor husholdning.

Såvel elforsyningen som elforbruget er således meget forskelligartet indenfor de nordiske lande. Det er derfor valgt at udvælge hvert enkelt land som undersøgelsesområde og ikke blot et mindre repræsentativt område for hvert land, idet der derved opnås 5 beskrivelser med hver deres forsyningssystem og elforbrugsfordeling.

Tabel 2.1. Netto elforbrug i Norden 1990, TWh (ref. 1).

	Hushold, handel, service	Industri	Transport	I alt
Sverige	66,3	51,3	2,5	120,1
Norge	45,8	42,6	0,7	89,1
Finland	25,8	33,0	0,4	59,2
Danmark	19,7	8,9	0,2	28,8
Island	1,3	2,5	-	3,8
I alt	158,9	138,3	3,8	301,0

3. Konklusioner og anbefalinger

Følgende konklusioner kan drages på grundlag af gennemgangen af elbesparelsesmuligheder og modelberegninger:

Udbygning

Øgede miljøkrav medfører, at elsystemet efterhånden har fået den egenskab, at en større elproduktion giver øgede omkostninger per produceret enhed. Dette skyldes ikke kun, at en stigende efterspørgsel medfører øget behov for udbygning af kapaciteten, men også at den øgede kapacitet vil blive dyrere, fordi emissionskvoterne vil være opbrugt, og den yderligere teknologi derfor må anvende ikke-fossile teknologier.

På grund af elsystemernes forskellige struktur i de nordiske lande bliver virkningerne meget forskellige i de enkelte lande.

I *Danmark* indebærer en optimal udbygning for at klare en stigende efterspørgsel blandt andet udstrakt anvendelse af decentral kraftvarme fyret med naturgas eller indenlandske brændsler. Dette svarer i princippet til den officielle energiplan "Energi 2000". Elbesparelser svarende til en nogenlunde konstant efterspørgsel frem til 2010 betyder især, at en stor del af denne udbygning ikke bliver nødvendig. Danmark har kraftige transmissionsforbindelser til nabolandene, der i de kommende år vil blive yderligere udbygget, og en stor del af det danske elforbrug er i år med rigelig vandkraft blevet dækket gennem import fra Norge og Sverige. Energibesparelser i de øvrige nordiske lande kan få en væsentlig betydning for import af el til Danmark fra Norge og Sverige og eksport af el til Tyskland.

Nogenlunde tilsvarende forhold gælder i *Finland* med den forskel, at Finland i dag har en meget betydelig elimport fra Rusland og Sverige, og ingen eksport af betydning. Desuden er der ansøgt om tilladelse til opførelse af en femte kernekraftblok, der ville få en produktion svarende til omkring to tredjedele af importen i 1990. Elbesparelser vil reducere importbehovet eller behovet for en udbygning. Konsekvenserne af elbesparelser for den finske udbygning er ikke så entydige som i Danmark. De få beregninger, der er gennemført, tyder på, at systemets optimum er meget følsomt over for små ændringer i forudsætningerne; der er således et meget stort spillerum for andre hensyn end en snæver teknisk-økonomisk optimering af elsystemet. Optimeringen tager ikke stilling til kernekraftudbygningen; derimod viser modellen, at elsystemets optimale driftssituation er meget følsom over for små ændringer i forudsætningerne, da forskellen imellem kernekraftværkernes driftsud-

gifter og konkurrerende elproduktion er ret lille.

I *Sverige* er forholdene afgørende forskellige fra Finland og Danmark på to områder: Besparelspotentialt for elektricitet er væsentligt større, fordi der har været tradition for lavere elpriser, hvilket giver mulighed for substitution, f.eks. fra elkedler til fjernvarme i boligopvarmningen; og den betydelige andel af vandkraft medfører betydelige årlige svingninger i produktionen og dermed stærkt vekslende importbehov eller eksportmuligheder. Elbesparelser vil reducere behovet for en udbygning svarende til de danske planer og vil forskyde handelsmønstret i retning af mindre importbehov eller større eksportmuligheder. Også i Sverige ser optimum ud til at være meget følsomt over for ændringer i modelforudsætningerne. Ligesom i Finland tager optimeringen ikke stilling til eventuelle ændringer i kernekraftkapaciteten.

Elystemet i *Norge* er næsten udelukkende baseret på vandkraft, der i modsætning til Sverige er jævnt fordelt i landet og ofte leverer til lokale kraftintensive industrier på langtidskontrakter til lave priser. Besparelspotentialt er meget betydeligt, men vil især bidrage til at øge eksportmulighederne, der imidlertid kun kan udnyttes gennem omfattende investeringer i såvel udlandsforbindelser som det indenlandske transmissionsnet. En sådan udbygning vil udjævne indenlandske priser og generelt hæve priserne i retning af europæisk niveau, hvilket vil være et incitament til yderligere besparelser. Den foreliggende optimeringsmodel egner sig ikke til at beskrive det norske vandkraftsystem; modellen ville beskrive norsk vandkraft under ét og ikke tage hensyn til variationer mellem tørre og våde år. Derimod kan samspillet mellem norsk vandkraft og udlandet med fordel beskrives inden for rammerne af denne model ved at lægge vægt på udlands-transmissionsforbindelser og udlandets konkurrerende produktionsanlæg. Desuden findes der inden for denne modeltradition en omfattende erfaring med teknisk-økonomiske modeller for kraftintensiv industri. Det har ikke tidsmæssigt været muligt at inddrage disse forhold i nærværende opgave.

Island har adgang til naturgivne kraftressourcer, der langt overstiger landets eget behov. Disse ressourcer kan udnyttes gennem eksport fra en kraftintensiv industri, der først må opbygges, eller ved anlæg af transmissionsforbindelser til resten af Europa. Elbesparelser vil alene medføre en meget beskeden forøgelse af den kraft der vil være til rådighed til disse formål. I lighed med Norge kan samspillet mellem eludbygning, kraftintensiv industri og eksport af elektricitet belyses inden for rammerne af optimeringsmodellen.

Omkostninger

Der findes et besparelspotential i intervallet 30-37% for de respektive nordiske lande ved i år 2010 at indføre den bedste solgte teknologi i 2010 inden for sektorerne husholdning, industri samt handel og service. For alle landene findes der størst besparelspotentialer inden for handel- og service-sektoren.

For såvel Danmark, Finland som Sverige eksisterer der betydelige samfundsmæssigt rentable elbesparelser. For disse tre lande er de umiddelbare investeringsomkostninger i den betragtede periode ved 100% udnyttelse af de eksisterende elbesparelspotentialer mindre end de økonomiske besparelser, forsyningssystemerne kan opnå, ved en optimal tilpasning til den af elbesparelserne foranledigede lavere elproduktion.

Anbefalinger

Kendskabet til besparelsemulighederne inden for de forskellige sektorer er meget forskelligt. Bedst belyst er husholdningernes elforbrug, derudover handel og service og dele af industrien. Det har derimod ikke været muligt inden for denne opgave at belyse den kraftintensive industri med hensyn til elbesparelsemuligheder og substitutionsmuligheder i vid forstand.

Industrisektoren er den sektor, der har størst elforbrug i hovedparten af de nordiske lande, når såvel let som tung industri tages i betragtning. En oplagt mulighed for forbedring af modelanalyserne vil derfor være en udvikling af en apparatmodel inden for industrien efter samme metode som den for husholdningsapparater udviklede model.

Der er i rapporten kun taget hensyn til elbesparelser som følge af en teknologisk udvikling af de forskellige elforbrugsteknologier med fastholdelse af forbrugsadfærd. Tages en ændring af forbrugernes adfærd i forhold til brugen af elforbrugende apparater i betragtning, vil elbesparelspotentialet kunne forøges betydeligt.

4. Indledning

Formålet med nærværende projekt har været at analysere, om der ved investering i elbesparelser hos forbrugerne kan spares udbygning i elværkskapacitet og i givet fald påpege, hvor stor en investering det samfundsøkonomisk kan svare sig at gøre i elbesparelser. Den privatøkonomiske side af sagen er ikke berørt i projektet.

Der er i projektet arbejdet med en tidshorisont frem til år 2010 for således ikke at være bundet af eksisterende anlæg og af allerede eksisterende udbygningsplaner for de respektive lande. Der er derfor benyttet eksisterende elefterspørgselsprognoser frem til år 2010 i det omfang, disse har været til rådighed.

Rapporten kan opdeles i 4 hovedafsnit:

- 1) Kapitel 5 og 6 beskriver de nordiske landes elsystem. Kapitel 5 udgør en mere overordnet beskrivelse, mens kapitel 6 giver en mere detaljeret fordeling af elproduktion og elforbrug for hvert enkelt land.
- 2) Kapitel 7 og 8 er datarelaterede kapitler, der præsenterer eksisterende elefterspørgselsprognoser og udbygningsplaner for de respektive lande frem til år 2010.
- 3) Kapitel 9 og 10 er modelorienterede kapitler. I kapitel 9 beskrives hele modelstrukturen og opbygningen, mens scenarieopbygning og opstilling af relevante scenarier er beskrevet i kapitel 10. Bilag A og B giver en mere detaljeret gennemgang af de to benyttede modeller.
- 4) Det afsluttende kapitel 11 udgør resultaterne af scenarietekørlerne, og vurderer således perspektiverne for investering i elbesparelser i fremtiden for de respektive nordiske lande.

5. Elproduktion og elforbrug i de nordiske lande

5.1. Elproduktion

Elforsyningen i de nordiske lande er præget af de enkelte landes infrastruktur og landenes mulighed for at udnytte naturlige ressourcer.

I 1990 blev der udvekslet 32 TWh mellem de nordiske lande svarende til 9% af den totale produktion i de nordiske lande i 1990 (ref. 1). Dette er den største kraftudveksling, der indtil nu er registreret i Norden (i 1988 var kraftudvekslingen eksempelvis 15,2 TWh). Kraftudvekslingen foregår via det etablerede nordiske elnet, vist på figur 5.1. Island er ikke forbundet til dette net.

Samarbejdet omkring driftsplanlægning og udveksling af el landene imellem varetages af det fælles nordiske elsamarbejde, Nordel, grundlagt i 1963.

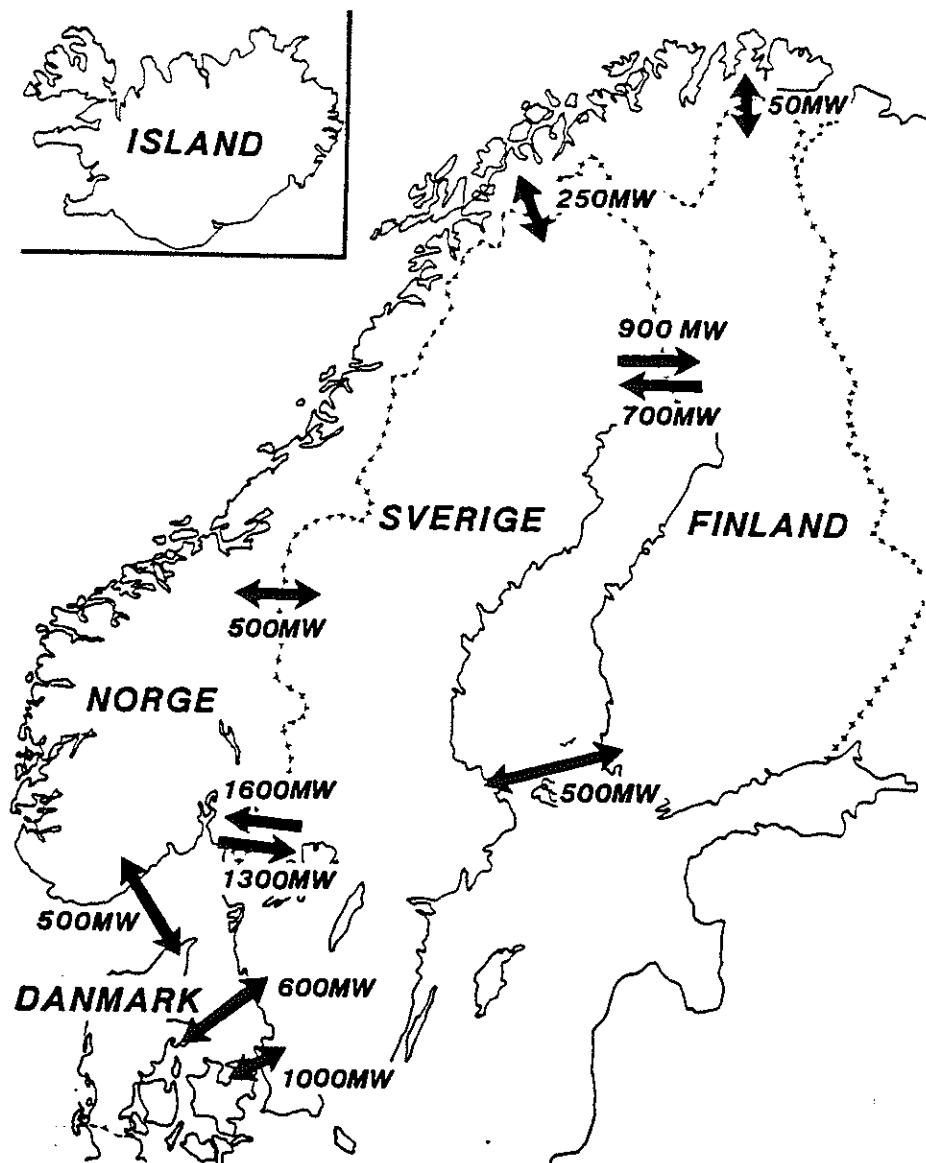
Vandkraftbaseret elproduktion er den dominerende elforsyningskilde i Norden, og 60% af den totale elproduktion blev i 1990 produceret ved vandkraft. Udnyttelsen af vandkraft foregår i Norge, Sverige, Finland og Island.

Elproduktion via kernekraft finder sted i Sverige og Finland. I 1990 blev 24% af den totale elproduktion i Norden produceret ved kernekraft.

Produktion af el på fossilt fyrede værker foregår i Danmark, Finland og Sverige. Den termiske elproduktion udgjorde i 1990 15%.

De nordiske lande har således meget forskellige produktionssystemer for el og varme. Danmark kan karakteriseres som et kulkraftland, Norge og Island som vandkraftlande, Sverige som såvel et kernekraft- som vandkraftland, mens Finland er en kombination af såvel kulkraft, kernekraft som vandkraft.

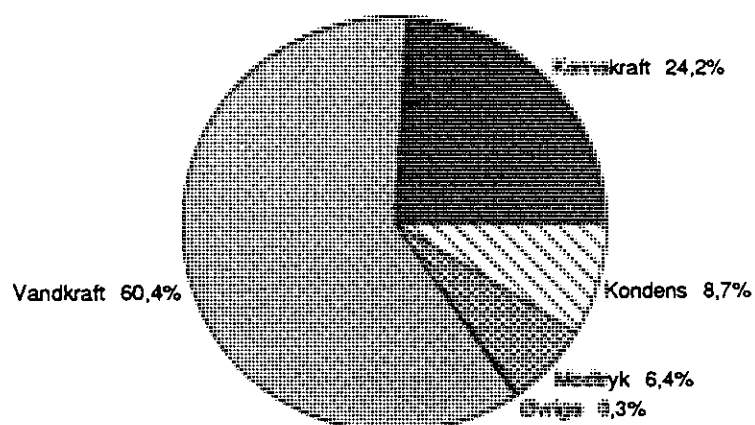
Fordelingen af elproduktion på energikilder for de enkelte lande fremgår af tabel 5.1, mens fordelingen af den totale elproduktion i 1990 på energikilder fremgår af figur 5.2.



Figur 5.1. De nordiske landes kraftoverførselsnet (ref. 1).

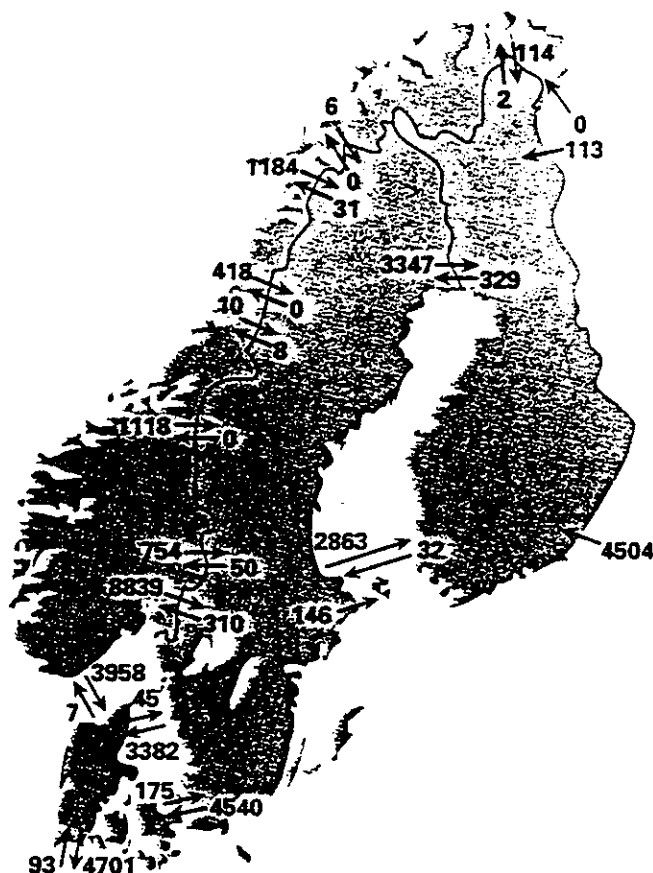
Tabel 5.1. Elproduktion i Norden 1990, TWh (ref. 1).

	Vandkraft	A-kraft	Termiske kraftværker	I alt
Sverige	71,46	65,25	5,44	142,15
Norge	121,14	-	0,46	121,60
Finland	10,82	18,13	22,77	51,72
Danmark	0,02	-	23,35	23,37
Island	4,16	-	0,29	4,45
I alt	207,60	83,38	52,31	343,29



Figur 5.2. Total elproduktion i Norden 1990 (ref. 1).

Import og eksport af el fra Nordel-området foregår i dag via de etablerede transmissionslinier mellem Finland og Rusland og Danmark og Tyskland. Figur 5.3 viser eludvekslingen inden for Norden i år 1990.



Figur 5.3. Eludveksling i Norden, 1990 (ref. 1).

5.2. Elforbrug

Elforbruget i Norden var i 1990 på 328 TWh iberegnet et tab på 27 TWh. Fordelingen inden for husholdning, handel, service samt industri og transport fremgår af den i kapitel 2 viste tabel, tabel 2.1.

Fordelingen inden for de 3 kategorier er forskellig for de 5 lande. Sverige, Norge og Finland følger nogenlunde samme mønster med en fordeling i området 44-55% inden for husholdning, handel og service, 43-56% inden for industri og 1-2% inden for transport. Danmark har derimod langt det største elforbrug inden for husholdning, handel og service (68% af det samlede elforbrug) og kun 31% af forbruget inden for industri. Island har modsætningsvis et forbrug inden for industri på 66%, mens kun 34% af elforbruget falder inden for husholdning.

Elforbruget steg 1,3% i 1990 i forhold til 1989. Udviklingen var forskellig i de enkelte lande. I Finland steg elforbruget således med 4%, mens elforbruget kun steg op til 1% i Danmark, Sverige og Norge. Island havde derimod ligefrem en nedgang i elforbruget på 1,6%.

6. De nordiske landes elsystem

I det følgende beskrives karakteriske forhold for de enkelte landes elsystemer, specielt med hensyn til elproduktion, elforbrug, prisniveau og planlægnings- og lovgivningsmæssige forhold.

6.1. Sverige

Elforsyningen i Sverige blev indtil udgangen af 1991 varetaget af Vattenfall, der stod for 50% af elforsyningen, samt kommunalt ejede kraftselskaber (20%) og privatejede selskaber, som udgør 30% af elforsyningen.

Vattenfall fungerede som den nationale driftsledelse med ansvar for følgende opgaver:

- Produktionsledelse af egen produktion.
- Samkørsel med produktionen fra de øvrige elselskaber i Sverige efter samkørselsaftalen, der har til formål at optimere udnyttelsen af det svenske elsystem.
- Drift og overvågning af såvel storkraftnettet i Sverige som af samkørselsforbindelserne.
- Kraftudveksling med Jylland og Finland.
- Kraftudveksling med Norge via samarbejdsorganet KSN. KSN er kraftindustriens samarbejdsorgan for samkørsel med Norge. KSN's funktion, som varetages af Vattenfall, er at samordne de fire svenske interessenters ønske om kraftudveksling med Norge.

Som led i omstruktureringen af den svenske elforsyning er ansvaret for storkraftnettet og de statsejede udlandsforbindelser overført til statsvirksomheden Svenska Kraftnät, mens Vattenfall i øvrigt er omdannet til et aktieselskab.

Elproduktion

Elproduktionen i Sverige er domineret af vandkraft og kernekraft. Varmekraft baseret på fossile brændsler udgør en mindre del af produktionen og er overvejende kraftvarmeproduktion til industri eller fjernvarme.

Potentialet for anvendelse af vindmøller i Sverige er ifølge vindkraftsudredningen SOU 1988:32 stort, men de fleste af de gunstige placeringer, hvoraf 2/3 er havbaserede, ligger i rekreative områder langs

den svenske Østersø-kyst (ref. 10).

I de kommende år kan det blive nødvendigt at omlægge en del af elforsyningen i Sverige som følge af Riksdagens tidligere beslutning om at nedlægge kernekraften. Som særlig betingelse for denne omlægning var givet, at den totale emission fra energisektoren ikke måtte stige i forhold til emissionsniveauet, da kernekraften indgik i elforsyningen. Dermed er det givet, at omlægningen må komme til at bestå af energibesparelseskampagner suppleret med anvendelse af lokale brændsler, solenergi m.m. til opvarmningsformål.

Ud af den samlede elproduktion i Sverige i 1990 på 142,2 TWh blev 15 TWh eksporteret primært til Danmark og Finland. Fordelingen af effekt og produktion på de forskellige produktionsanlæg i Sverige fremgår af nedenstående tabel.

Tabel 6.1. Anlægsfordeling for Sverige, 1990 (ref. 1).

	Effekt, MW	Produktion, GWh
Modtryksanlæg, fjernvarme	2539	2070
Modtryksanlæg, industriel	993	3070
Kondensanlæg, A-kraft	9970	65250
Kondensanlæg, konventionel	2641	252
Gasturbine, dieselanlæg	1707	52
Vindkraft	8	6
Vandkraft	16331	71459
Total	34189	142159

Elforbrug

Fordelingen af elforbruget i Sverige svarer til gennemsnittet for de nordiske lande, dog bruges en forholdsvis stor del i transportsektoren, jvf. tabel 6.2. Det totale elforbrug, som i 1990 var 140 TWh og dermed Nordens største, forventes kun at stige svagt de kommende år (ref. 10).

Staten har iværksat målrettede kampagner for nedsættelse af energiforbruget og effektivisering af energiudnyttelsen, og der er etableret støtteordninger for vedvarende energi og energibesparende foranstaltninger, som næsten udelukkende administreres af Statens Energi-verk (fra 1991 Närings- og teknikutvecklingsverket, NUTEK).

Tabel 6.2. Fordeling af Sveriges elforbrug på sektorer, 1990 (ref. 1).

	Elforbrug
Industri	43%
Husholdning, handel og service	55%
Transport	2%

Elpriser

El i Sverige er forholdsvis billigt, hvilket i visse situationer har været en hindring for etablering af kraftvarme i de mere tætbebyggede områder. Beskatningen faldt i første halvdel af 1990 til 5 S.øre/kWh for el til industrien og til 72 S.øre/kWh for andre forbrugere. Undtaget fra denne regel er dog visse områder i det nordlige Sverige, hvor beskatningen er reduceret til 22 S.øre/kWh, og visse industrivirksomheder, som kan få reduceret energibeskatningen generelt til maks. at udgøre 1,7% af salgsprisen for det færdige produkt (ref. 1).

Lovgivnings- og planlægningsmæssige forhold

Energilovgivningen i Sverige har en meget decentral struktur, og det er pålagt den enkelte kommune at lave en energiplanlægning, der omfatter både elektricitets- og varmforsyning. Trods vidtgående beføjelser for kommuner og/eller energiværker for at styre udviklingen i energiforbruget er det i praksis næsten udelukkende økonomiske virkemidler, som anvendes for at få realiseret planer og projekter (ref. 7).

6.2. Norge

I Norge varetages elforsyningen af et stort antal kraftselskaber, der enten er ejede af stat, amt eller kommune eller privatejede. Den største elproducent er Statkraft, som står for 27% af den norske elproduktion. Statkraft har ansvaret for kraftudvekslingen med Danmark, Sverige og Finland.

Samkjøringen har ansvaret for den interne norske samkøring mellem elproducenterne. Målsætningen for Samkjøringen er at sørge for en rationel udnyttelse af kraftværkerne og dermed sørge for formidling og udbytte af elkraft.

Kraftomsætningen i Norge har indtil nu været delt i to klart adskilte kategorier (ref. 9):

- fastkraft
- udvekslingskraft.

Fastkraftomsætningen har stort set bestået af en omsætningskæde fra produktionsværk til engrosværk og videre til distributionsværk. Den egenproduktion, som de forskellige engrosværker har kunnet disponere over, har i det væsentligste gået til at dække forbrug og forpligtelser indenfor eget forsyningsområde, og omsætningen mellem de forskellige engrosværker har derfor været relativt lille. De fleste engrosværker har haft reelt monopol på leverancer til forbrug eller distributionsværk indenfor deres eget område, eksempelvis et amt. Prisen for salg fra Statkraft er blevet vedtaget af Stortinget, og på grund af omsætningens størrelse har disse priser været normdannende for den øvrige omsætning af fastkraft i Norge.

Udvekslingskraften derimod er i de sidste 20 år blevet drevet efter et rendyrket børsprincip. Såvel pris som kvantum kan variere fra time til time, og omsætningen har primært været præget af produktions-samarbejde.

Det har indtil nu kun været medlemmer af Samkjøringen, som har kunnet udveksle el på dette marked. Kriteriet for medlemskab har været, at man har en egenproduktion på over 100 GWh.

I foråret 1990 blev der imidlertid trukket nogle helt nye rammebetingelser op for norsk kraftforsyning, som medfører en fuldstændig om-lægning af branchen på flere væsentlige områder. De samfundsøkonomiske mål med denne omlægning har været:

- en udjævning af kraftomkostningerne
- en bedre udnyttelse af elektriciteten hos forbrugerne
- en udnyttelse af variationerne i vandkraftproduktionen fra år til år
- en mere effektiv drift af fordelingsværkerne (færre enheder)
- en mere effektiv kraftværksproduktion
- en mere økonomisk rigtig kraftværksudbygning.

Alle, som ønsker at blive aktører i det nye marked, får samme ret til at overføre kraft i nettet. Der etableres ikke nogen formel nedre grænse i antal GWh-omsætning for at kunne deltage på markedet, og der vil heller ikke blive gjort krav om egendækning. Den enkelte aktør må derimod bære den forretningsmæssige risiko for sine dispositioner og være ansvarlig for de forpligtelser, som han påtager sig overfor sine kunder.

Et spotmarked kræver en markedsadministrator, og ud over at fungere som rent spotmarked har markedet også sigte på markedspladser, som udfylder afstanden mellem de langsigtede kommercielle kontrakter og det rene spotmarked. Denne type kraftomsætning har fået betegnelsen suppleringskraft (ref. 9).

På politisk niveau er der også sket en holdningsændring, som gør det muligt at sælge fastkraft fra Norge til udlandet.

En del af intentionerne omkring en mere markedsbaseret kraftomsætning er allerede en realitet, men en omorganisering af Statkraft har været et vigtigt element for at komme videre i processen. Alle de nødvendige institutioner er nu etableret og har været i drift fra 1. januar

1992.

Et mål for den norske energipolitik har indtil for ganske få år siden været at udnytte landets ressourcer, d.v.s. udvinding af olie, gas samt etablering af vandkraftanlæg, så meget som muligt. Imidlertid har de voksende globale miljøproblemer og vandkraftværkernes betydelige indgreb i Norges natur medført en stigende interesse for gennemførelsen af programmer, der effektiviserer energiforsyningen.

Elproduktion

1990 resulterede i et rekordstort eksportoverskud på ca. 16 TWh. Den primære eksport foregik til Sverige (12,3 TWh), mens en mindre del blev eksporteret til Danmark. Også med Finland har der været en lille kraftudveksling (ref. 1). Fordelingen af effekt og produktion på de forskellige produktionsanlæg i Norge fremgår af tabel 6.3.

Tabel 6.3. Anlægsfordeling for Norge, 1990 (ref. 1).

	Effekt, MW	Produktion, GWh
Modtryksanlæg, industri	165	221
Kondensanlæg, proces	54	-
Kondensanlæg, konventionel	24	116
Gasturbine, dieselanlæg	35	127
Vandkraft	26610	121137
Vindkraft	1	0
Total	26889	121601

Den udnyttelige tilgang af vand til de norske vandkraftværker var i 1990 120% af det normale. Gennem hele sommeren blev der sluppet betydelige mængder vand forbi driftsklare maskiner, og der blev i alt et produktionstab på 7 TWh. Magasinkapaciteten var ved årets udgang 60,8 TWh.

Løftet for mulig udvidelse af vandkraftkapaciteten er ved at være nået, men vandkraftkapaciteten er planlagt udvidet med 1165 MW i perioden 1989-1996. Udvidelsen består af 6 anlæg, som forventes at kunne give en samlet årsmiddelfproduktion på 2572 GWh (ref. 10). Elværkerne kan forventes at inddrage naturgas i sine udvidelsesplaner, idet Norge råder over meget store naturgasreserver i Nordsøen, men beslutningen om, hvorvidt Norge skal udnytte disse naturgasreserver, er endnu ikke truffet.

Elforbrug

Det totale elforbrug i Norge var i 1990 97,7 TWh, fordelt på sektorer jvf. tabel 6.4.

Tabel 6.4. Fordeling af Norges elforbrug på sektorer, 1990 (ref. 1).

	Elforbrug
Industri	48%
Husholdning, handel og service	51%
Transport	1%

Elforbruget har været moderat stigende indenfor de seneste år, trods en ekspansiv periode for norsk tungindustri.

Elpriser

Norsk elforsynings decentral struktur betyder også, at elpriserne fastsættes lokalt og kan være meget forskellige fra kommune til kommune. Derimod har prisen for salg fra hovednettet været centralt fastlagt. I maj 1990 vedtog Stortinget en statselpris på 21,7 N.øre/kWh ved salg fra hovednettet til engrosvirksomheder, beregnet ved en gennemsnitlig tilkobling på 6000 timer/år.

I 1989 blev der ændret på beskatningsreglerne for salg af el, således at al salg af el tillægges en beskatning på 37 N.øre/kWh. I årene før 1989 var beskatningen differentieret efter anvendelse, således at aluminiumsindustrien kun skulle give 28 N.øre/kWh, og alm. elintensiv industri 34 N.øre/kWh (ref. 1).

En stor del af elektriciteten i Norge bliver produceret lokalt og går således ikke over hovednettet. Den gennemsnitlige elpris for husholdninger og landbrug var i 1990 45,9 N.øre/kWh (ref. 1).

Lovgivnings- og planlægningsmæssige forhold

Ifølge ellovgivningen i Norge er det kun tilladt selskaber at producere og distribuere el, hvis disse har koncession af staten. Koncessionerne tildeles enten som anlægs- eller områdekoncessioner, som er generelle tilladelser til at producere og distribuere elektricitet. Ihændehavere af områdekoncessioner har desuden forsyningspligt til alle abonnenter i området. Ellovgivningen medfører et stort antal enkelt-tilladelser (i starten af 1987 var der 320 af disse), hvilket giver ret dårlige vilkår for gennemførsel af en national elforsyningsplanlægning.

I modsætning til de andre nordiske lande er Norge ikke tynget af

betalingsbalancemæssige problemer, som f.eks. Sverige og Danmark. Det indebærer, at man i overvejelser om energibesparende foranstaltninger eller anvendelse af alternativ energi ikke opererer med statslige tilskud til disse, men kræver at projekterne skal være økonomisk selv bærende. Dette princip er essensen i det specielt norske begreb "energiøkonomisering, ENØK".

6.3. Finland

I Finland deles ansvaret for elforsyningen mellem Imatran Voima Oy, IVO (45%), kommunalejede kraftværker (15%) og industrien (40%).

IVO fungerer som den nationale driftsledelse og har ansvaret for:

- Produktionledelsen af egen produktion og samkøring med øvrige virksomheder og værker i Finland indenfor samkøringsaftalen, der har til sigte at optimere udnyttelsen af det finske system.
- Drift og overvågning af storkraftnettet i Finland samt samkøringsforbindelserne.
- Kraftudbytte med Sverige, Norge og Rusland.

Større elforbrugere, deriblandt industrivirksomheder, fungerer som delejere af kraftproduktionsvirksomheder. Derudover producerer mange byer og industrivirksomheder selv elektricitet. I 1989 stod de statsejede kraftværker for 47% af elproduktionen, industriens andel var 36%, mens de øvrige sektorer, først og fremmest byerne, udgjorde 17%.

Imatran Voima er hovedsagelig ejer af overføringsnettet og ejer således 400 kV nettet.

På distributionssiden findes ca. 140 distributionsselskaber, som har et defineret distributionsområde.

Siden 1984 har der i Finland fungeret et samkøringssystem med den målsætning at virkeliggøre dels de kapacitetsmæssige gevinster, som opnås i forbindelse med reservekapacitet, dels de brændselsbesparelser, der kan forekomme ved daglig samkøring af kraftværker. Systemet indbefatter bl.a. regler og kompensation for opretholdelse af samkøringsnet og forskellige slags reserver, samt for tilfældig kraftudveksling mellem virksomheder. En videreudvikling af systemet er for nyligt påbegyndt.

Som led i udbygningen af det nordiske elsamarbejde blev der i 1988 indgået aftale om overførsel af el fra Norge via det svenske elnet, idet der ikke findes direkte forbindelse mellem det finske og norske elnet.

Elproduktion

I Finland var der ved udgangen af 1990 installeret en samlet effekt på 13463 MW, som producerede i alt 51718 GWh fordelt på produktionsanlæg, som vist i tabel 6.5. Det resterende elforbrug blev dækket gennem

import fra Rusland og Sverige, svarende til 17,7% af Finlands totale bruttoelforbrug.

Tabel 6.5. Anlægsfordeling for Finland, 1990 (ref. 1).

	Effekt, MW	Produktion, GWh
Modtryksanlæg, fjernvarme	2660	8587
Modtryksanlæg, industriel	1910	7744
Kondensanlæg, proces	120	454
Kondensanlæg, A-kraft	2310	18127
Kondensanlæg, konventionel	2916	5972
Gasturbine, dieselanlæg	842	11
Vindkraft	0	0
Vandkraft	2705	10823
Total	13463	51718

Regeringen traf i 1986 en beslutning om, at der ikke længere skal opføres nye kernekraftanlæg, men i stedet satses på kul-, naturgas- og halmfyrede kraftværker og en udbygningsplan indeholdende en række mindre decentrale kraftvarmeværker (ref. 10). Beslutningen var tidsbegrænset for perioden 1986-91.

Elforbrug

Elforbruget i Finland var i 1990 på 62 TWh fordelt på sektorer som vist i tabel 6.6. Der forventes et stigende elforbrug til opvarmning, idet 80% af alle nyopførte enfamilieboliger og 50% af nyopførte rækkehuse indrettes med elvarme (ref. 10).

Tabel 6.6. Fordeling af Finlands elforbrug på sektorer, 1990 (ref. 1).

	Elforbrug
Industri	55%
Husholdning, handel og service	44%
Transport	1%

Elpriser

Elprisen for husholdninger er differentieret efter anvendelse. Ved indgangen til 1991 var den gennemsnitlige forbruger-elpris inkl. skatter og afgifter: 46,1 penni/kWh til husholdninger i etageejendomme, 40,2 penni/kWh til husholdninger i enfamiliehuse, 30,6 penni/kWh til husholdninger med direkte elvarme og 25,4 penni/kWh til husholdninger med akkumulerende elvarme.

Lovgivnings- og planlægningsmæssige forhold

Finland har haft en elforsyningslov, som med små ændringer har fungeret de seneste 10 år. For at producere og distribuere el i Finland skal selskaberne have elværkstilladelse, som forudsætter, at selskabet disponerer i overensstemmelse med de af statsrådet godkendte almene mål for elforsyningen.

Med en ændring i elloven i 1980 blev det pålagt en af regeringen nedsat elforsyningsdelegation med deltagelse af elværkerne at udarbejde en stamplan hvert år indeholdende en rigsplan for udbygning af elektricitet og kraftvarme. Desuden skal der hvert andet år udarbejdes en regionplan indeholdende en specificeret udredning om anlæg, der skal opføres de kommende to år. Dette er senere blevet kritiseret af Kommissionen for Udvikling af Elforsyningsplanlægning i 1986, som anbefaler slækkede krav til stamplaner og lavere frekvens.

Vandkraft og kernekraft er underlagt specielle lovgivninger, der dog ikke er deciderede planlægningslove, men præciserer tekniske og miljømæssige krav til disse typer anlæg. Endelig er der etableret en række støtteordninger til fremme af brug af indenlandske brændsler samt til energiprojekter med karakter af pilotprojekter, svarende til lovgivning i Danmark og Sverige.

6.4. Island

Størstedelen af befolkningen på Island, omtrent 70%, bor i den sydvestlige del af landet, med Reykjavik som centrum. Landets elfordelingsnet er derfor udformet med et ret kraftigt 220 kV overføringsnet fra de store kraftværker i sydlandet til Reykjavik-området og en svagere 132 kV ringlinie til resten af landet med afstikker mod nordvest.

Mere end 90% af energien bliver produceret af vandkraft, og resten bliver produceret fra jordvarme, olieanlæggene bliver som regel kun brugt til nøddrift og reserve.

Det er blevet anslået, at man i Island har muligheder for økonomisk udvikling af ca. 30 TWh/år ved vandkraft under hensyntagen til fredning af miljømæssige eller historiske årsager, og omtrent 20 TWh/år ved geotermiske anlæg. Det sidste tal er dog behæftet med en stor uvished. Der er til dags dato blevet udviklet omtrent 14% af vandkraftpotentialet.

Elforbruget er vokset relativt hurtigt i de sidste årtier. En stor del af tilvæksten skyldes kemisk industri, aluminium og ferrosilicium, men indenfor det almene marked er der også sket store forandringer. Fra midten af 70'erne har man målbevidst prøvet at reducere forbrug af olie til husopvarmning med det resultat, at denne energi nu kun dækker omkring 5% af behovet. Dette har betydet en betydelig forøgelse af elforbruget (ref. 9).

De årlige omkostninger bestemmes helt af den forventede elproduktion. Det aktuelle forbrug har kun indirekte indflydelse på systemets årlige omkostninger igennem den elprognose, som bliver lagt til grund, når investeringer bestemmes, idet denne er baseret på historiske data. Elprognosen er således af overordnet betydning og bestemmende for hele systemets omkostninger og elpriser.

Island har i modsætning til de øvrige nordiske lande ingen mulighed for udveksling af elektricitet med andre lande. Der har dog været diskuteret muligheden for at etablere en transmissionslinie til Skotland, som kunne muliggøre eksport af elektricitet fra Island.

Landsvirkjun producerer omkring 93% af elkraften i Island og har således reelt næsten en monopolstilling i produktionen. I prissætning af el spiller Landsvirkjun hovedrollen. Landsvirkjun ejes af staten (50%), Reykjavik kommune (ca. 44,5%) og Akureyri kommune (ca. 5,5%).

Landsvirkjun har til formål:

- at producere og transmittere el samt sælge engros til elværkerne og store industriforbrugere (større forbrug end 100 GWh/år).
- at bygge og drive kraftværker samt hovedtransmissionslednings-systemet i landet.
- at planlægge nye kraftværker og transmissionsledninger.
- at promovere i samarbejde med elværkerne anvendelse af el indenfor forbrugsområder, hvor der bruges andre energikilder, dog under forudsætning af at det er samfundsøkonomisk motiveret.
- at sikre elforsyningen til enhver tid med tilfredsstillende sikkerhed.

Landsvirkjun skal således tjene landet som helhed, uden dog at have monopolstilling til bygning og drift af kraftværker. Landsvirkjun kan foruden at sælge el til elværkerne sælge direkte til industriforetagender, der anvender mere end 100 GWh/år.

Statens Elværker ejes 100% af staten, og dets bestyrelse udpeges direkte af industriministeren.

Der findes to regionale elforsyningsselskaber i Island. Det ene dækker den vestlige del af Reykjaneshalvøen og det andet den nordvestlige del af landet. Det ejes i fællesskab af kommunerne i distriktet og staten. Begge selskaberne har nogen egen produktion, men køber også el fra Landsvirkjun.

Sluttelig er der 14 elværker, som ejes af kommunerne. Fire af disse har egen produktion, men køber dog hovedparten fra Landsvirkjun eller Statens Elværker.

Elproduktion

Islands elproduktion er domineret af vandkraften, som i 1990 udgjorde en installeret effekt på 752 MW af en total installeret effekt på 911 MW. Der blev i 1990 produceret 4447 GWh. Fordelingen af installeret effekt og produktion er vist i tabel 6.7.

Tabel 6.7. Anlægsfordeling for Island, 1990 (ref. 1).

	Effekt, MW	Produktion, GWh
Gasturbine, dieselanlæg	159	288
Vandkraft	752	4159
Total	911	4447

Da der hverken er import eller eksport af el til landet, er elproduktionen lig med bruttoforbruget.

45 MW af den installerede effekt på gasturbinedieselanlæg er geotermisk kraft.

Den installerede effekt blev i 1990 mindsket med 19 MW, da et gammelt kondensdampkraftværk, der blev brugt som reserveværk, blev nedlagt.

Elforbrug

Elforbruget i Island udgjorde i 1990 4447 GWh. Fordelingen på sektorer fremgår af tabel 6.8. Fordelingen viser et væsentligt bidrag fra industriens elforbrug.

Tabel 6.8. Fordeling af Islands elforbrug på sektorer, 1990 (ref. 1).

	Elforbrug
Industri	66%
Husholdning, handel og service	34%
Transport	0%

Elpriser

Landsvirkjuns engros elpris var uforandret i hele 1990.

Prisnoteringer på råaluminium varierede en del i 1990, hvilket medførte en variation i Landsvirkjuns kraftpris til Det islandske aluminiumsselskab (ISAL) (9,37 SE-øre/kWh i første kvartal og 9,20 SE-øre/kWh i fjerde kvartal).

Lovgivnings- og planlægningsmæssige forhold

Island har som det eneste nordiske land vedtaget en egentlig energilov, som omfatter både el- og varmeproduktion og indeholder selvstændige afsnit om bl.a. godkendelsesvirksomhed af elproducerende anlæg og anlæg for distribution af el.

Lovgivningen er ret detaljeret og omfattende. Generelt kan man sige, at Altinget og industriministeren har en central stilling. Der kræves således tilladelse enten fra ministeren eller både Altinget og ministeren for udbygning af kraftværker og oprettelse af elværker.

6.5. Danmark

Elsystemet i Danmark samkøres af de 2 kraftsammenslutninger ELSAM og ELKRAFT. ELSAM er samarbejdsorgan for de kraftværker, der står for elleverancer til Jylland og Fyn, mens ELKRAFT er samarbejdsorgan for de kraftværker øst for Storebælt, der står for elleverancerne til Sjælland, Lolland og Falster. Der er ikke mulighed for at overføre el mellem ELSAM- og ELKRAFT-områderne. Bornholm administreres af Østkraft.

ELSAM's særlige opgaver består i:

- koordinering af den daglige drift på værkerne, således at det samlede produktionsapparat udnyttes teknisk og økonomisk bedst muligt.
- anlæg, drift og overvågning af det overordnede højspændingsnet. Herunder også udveksling af elektricitet med Sverige, Norge og Tyskland.
- koordinering og planlægning af udbygningen af produktionskapacitet.
- finansiering af alle anlægsarbejder hos kraftværksselskaberne.
- indkøb af brændsel til kraftværkerne.

ELKRAFT har ansvaret for:

- ledelse og koordinering af ELKRAFT-gruppens produktion af el og fjernvarme.
- udveksling af el med svenske elselkaber.

- indkøb af brændsel til de sjællandske kraftværker.
- nyttiggørelse af biprodukter fra energiproduktionen.
- planlægning, etablering og finansiering af nye anlæg til produktion af el og varme og til transmission af el.

Elproduktion

I slutningen af 1990 var der i Danmark installeret en samlet kapacitet på 9153 MW fordelt med 4843 MW vest for Storebælt (ELSAM) og 4240 MW øst for Storebælt ekskl. Bornholm (ELKRAFT).

Den samlede produktion i Danmark i 1990 på 23,9 TWh udgjorde 77% af forbruget. Det resterende forbrug blev dækket af import fra Norge og Sverige. Fordelingen af effekt og produktion på de forskellige produktionsanlæg inkl. udtagsanlæg i Danmark fremgår af tabel 6.9.

Tabel 6.9. Anlægsfordeling for Danmark, 1990 (ref. 1).

	Effekt, MW	Produktion, GWh
Modtryksanlæg, fjernvarme	465	-
Modtryksanlæg, industriel	138	360
Kondensanlæg, konventionel	7911	22993
Gasturbine, dieselanlæg	299	-
Vindkraft	330	515
Vandkraft	10	27
Total	9153	23895

Preussen Elektra ejer halvdelen af Enstedsværkets blok 3 på i alt godt 600 MW, og produktionen herfra eksporteres til Tyskland.

Produktionskapaciteten er under udvidelse med bygningen af nye udtagsenheder til forsyning af de store byers kraftvarmeområder. Desuden opføres i de kommende år en række decentrale kraftvarmeværker med en samlet kapacitet på 450 MW. Hovedparten af disse er naturgas-baseret, mens resten skal anvende indenlandske brændsler (halm, affald, flis). Endelig opføres ca. 100 MW vindkraft af elselskaberne, og der foregår en privat udbygning af vindmøllekapaciteten.

I det nuværende planlægningsarbejde undersøger elselskaberne muligheden for gasfyring, specielt i forbindelse med kombinerede anlæg med gas- og dampmaskiner, (combined cycle). Desuden undersøges muligheden for forgasning af kul, som både økonomisk og miljømæssigt ser ud til at være et alternativ til traditionel kulfyring (ref. 1).

Elforbrug

Det samlede elforbrug i 1990 var ca. 31 TWh, med en fordeling på sektorer som vist i tabel 6.10. Elforbruget forventes at stige i de kommende år med 2,5% p.a., især på grund af et stigende elforbrug inden for handels- og servicesektoren (ref. 1).

Tabel 6.10. Fordeling af Danmarks elforbrug på sektorer, 1990 (ref. 1).

	Elforbrug
Husholdninger	30%
Handel og service	31%
Industri	30%
Landbrug	8%
Transport	1%

Elpriser

Elprisen i Danmark ved indgangen til 1991 var for forbrugere med et gennemsnitligt årligt elforbrug på 3000 kWh 1,10 D.kr./kWh inkl. moms og afgifter. Moms og afgifter for denne forbrugergruppe udgør 48% af elprisen, mens el til industri og landbrug er fritaget for moms og afgifter. En industri med et årsforbrug på 2,5 GWh betaler i gennemsnit 37 øre/kWh.

Lovgivnings- og planlægningsmæssige forhold

Elproduktionen i Danmark har siden 1976 været omfattet af Loven om Elforsyning. Denne lov blev til på baggrund af energikrisen og diskussionen om evt. indførelse af kernekraft i Danmark. Folketingets mål med loven var

- at elsektoren løbende skulle udarbejde investerings- og finansieringsplaner for kommende års udbygning.
- at iværksættelsen af anlægsarbejder skulle kræve de statslige myndigheders tilladelse.
- at det offentlige i alle væsentlige forhold, herunder takstpolitikken, førte tilsyn med elsektoren (ref. 7).

I Danmark er det primært kraftsammenslutningerne ELSAM og ELKRAFT, som står for planlægningen. Planlægningsudspillene drøftes med statslige myndigheder, men der foregår ikke formaliseret sam-

arbejde med amtslige eller kommunale instanser.

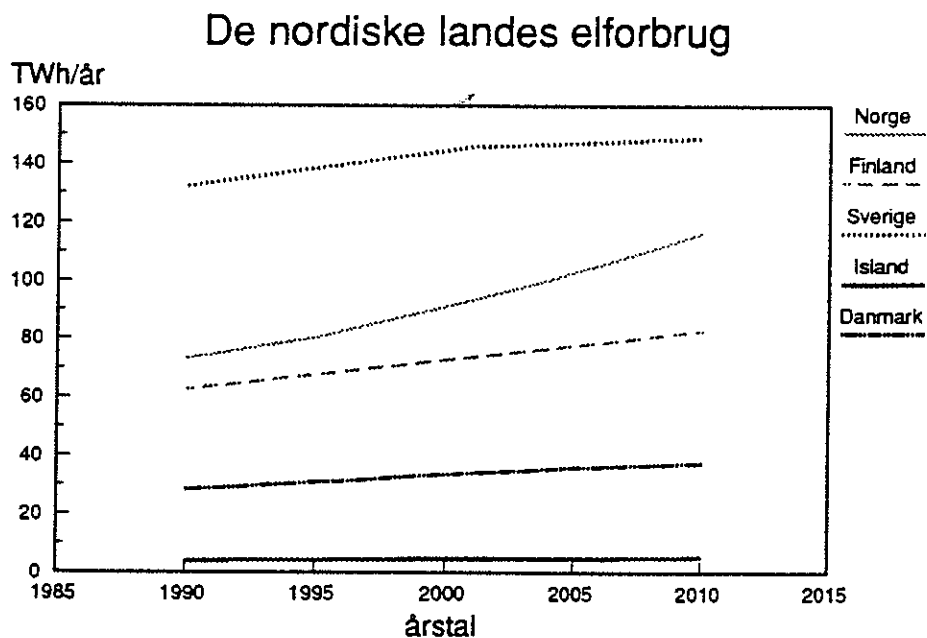
Regeringen fremlagde i foråret 1990 en handlingsplan, "Energi 2000" (ref. 2), for omlægning af energiforbruget i Danmark i overensstemmelse med anbefalingerne i Brundtland-rapporten (ref. 8). Det forventes, at denne handlingsplan, som indebærer betydelige reduktioner i energiforbruget, får vidtrækkende konsekvenser for elsektorens planlægning de kommende år.

7. Elforbrugets udvikling i de nordiske lande frem til år 2010

For at være i stand til at bedømme virkningerne af alternative besparelsesmuligheder på elområdet tages der udgangspunkt i et udviklingsbillede, der forudsætter, at energiforbruget fortsætter nogenlunde som i dag.

I de følgende afsnit beskrives i store træk de forudsætninger, der er lagt til grund for et sådant basisforløb for hvert af de nordiske lande.

Figur 7.1 viser basisforløbet for det samlede elforbrug frem til år 2010 for hver af de nordiske lande.



Figur 7.1. Basisforløb i elefterspørgslen for de nordiske lande frem til år 2010.

7.1. Sverige

Basisforløbet for elforbrugets udvikling i Sverige er frem til år 2000 baseret på KRAFTSAMS elprognose (ref. 29) for år 2000. Udviklingen i

forbruget fra 1988 til år 2000 er antaget at forløbe lineært.

For udviklingen i elefterspørgslen fra år 2000 til 2015 er basisalternativet fra ref. 27 benyttet. Dette er et scenario, der er udført efter ønske fra den svenske regering, idet regeringen har bedt Statens Energiverk og Statens Naturvårdsverk om at klarlægge, hvorledes en miljøtilpasset svensk energiforsyning kan udformes.

For prognosen frem til år 2000 (ref. 29) gælder følgende prognoseforudsætninger:

- Elprisniveauet antages at blive 30% højere i år 2000 end i 1989.
- Befolkningen forøges med 330.000 frem til år 2000.
- Boligbestanden antages at øges med 175.000 huse og 250.000 lejligheder frem til år 2000.
- Der forudsættes en middeltilvækst i økonomien.

For prognosen fra år 2000 til 2015 (ref. 27) gælder følgende prognoseforudsætninger:

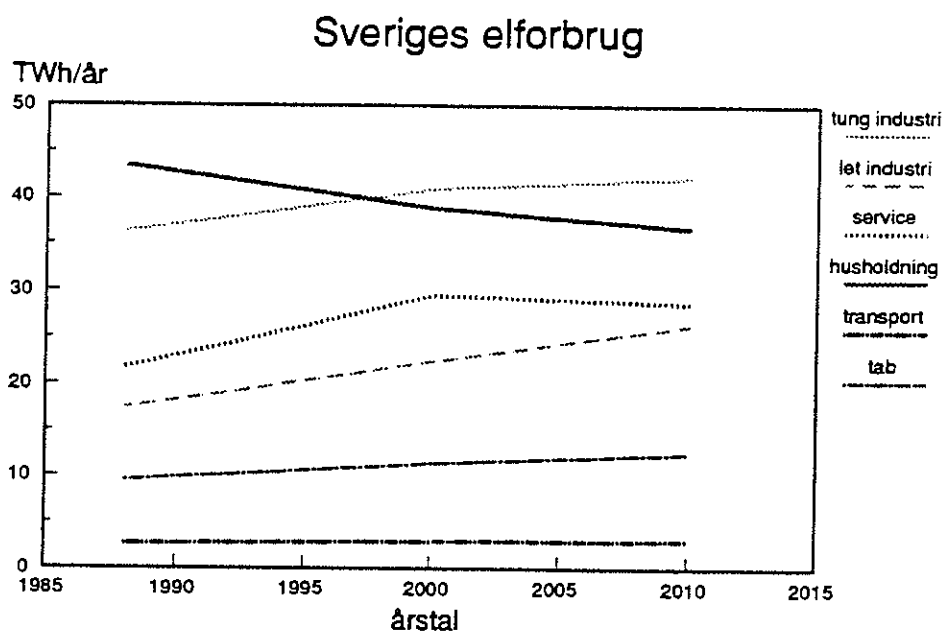
- Der er regnet med 12 øres prisforhøjelse for alle forbrugere i forhold til år 1987, hvilket modsvarer en elpris i produktionsleddet på knapt 30 øre/kWh.
- Der antages at gælde samme punktskattesystem og samme miljøkrav som i dag.
- Der forudsættes en høj tilvækst i økonomien.

På produktionssiden forventes kernekraften afviklet inden år 2010, og vandkraftproduktionen forventes at opgå til 66 TWh ifølge riksdagens udbygningsplan. Naturgastilførslen forventes at være på 50 TWh (ref. 27).

Den samlede elprognose for perioden 1988-2010 fremgår af figur 7.2.

Industri

Tilvæksten i industriproduktionen frem til år 2000 er ifølge ref. 29 af samme størrelse som i perioden 1980-1988. Der er regnet med et trendbrud i elanvendelsen pr. produceret vare. Tidligere er trenden vokset med 1% om året, men mindskes her med 0,4% pr. år efter industribranchernes egen bedømmelse. De væsentligste årsager til trendbruddet er høje elpriser og påtænkte markedsindsatser for eleffektivisering. Yderligere forventes nedlæggelse eller stagnation af visse elkrævende industrier samt en aftagende overgang til el (eller i nogle tilfælde skift fra el til naturgas).



Figur 7.2. Elefterspørgselsprognose for Sverige 1988-2010.

Elvarme

Elvarmen forventes i Kraftsams prognose at stige med 1,6 TWh frem til år 2000 som følge af nybebyggelse. I prognosen fra Statens Energiverk forventes elvarmen derimod at falde 31% fra 1987 til 2015, da prisen for elvarme stiger forholdsvis kraftigt. Prisen for elvarme antages brutto at stige med 40%. For at undgå at benytte forskellige forudsætninger for elvarmen frem til år 2000 er der her kun benyttet prognosen fra Statens Energiverk. Der er således regnet med et kraftigt fald i elvarmen ved overgang til andre opvarmningskilder, hvilket giver sig udslag i husholdningskurven på figur 7.2. Der er derfor ikke basis for de store elbesparelser ved isolering af boligerne, da der kun findes få boliger med elvarme år 2010.

Husholdning

Der forventes en kraftig effektivisering i elforbruget inden for husholdningen. Ældre husholdningsapparater forventes løbende at blive udskiftet med nye og mere energieffektive apparater, og der påregnes en effektivisering af elforbrugende apparater på 23% i huse og 20% i lejligheder.

De afgørende parametre for udviklingen i elforbruget til husholdningsmaskiner er dækningsgrad, benyttelsestid og de specifikke forbrugstal for de forskellige apparater. Dækningsgraden, der angiver

hvor mange % boliger, der har det pågældende apparat, bestemmes hovedsageligt af husholdningens størrelse og indkomst, således at man ved høj økonomisk tilvækst kan forvente, at husholdningen køber flere apparater end ved en lav økonomisk tilvækst. Da de fleste apparater har en levetid under 15-20 år, vil de husholdningsapparater, der findes idag, være udskiftet inden år 2010. Høj økonomisk tilvækst, som antaget fra 2000 til 2015, vil medføre, at man ikke venter med at udskifte apparaterne, til de er slidt op, men udbytter dem tidligere. Samtidig medfører en høj økonomisk vækst en gunstig udvikling i indkomsten, hvilket kan indebære, at man køber flere husholdningsapparater.

Prognosen fra år 2000 til 2015 indeholder for lejligheder udover husholdningsel også elforbrug til elevatorer og vaskerier i ejendommene. Dette er ikke indeholdt i prognosen frem til år 2000.

Service

Størstedelen af arbejdskraften i Sverige er idag beskæftiget inden for servicesektorerne. Der forventes her i begge de anvendte prognoser et øget elbehov på grund af en forbedring af den maskinelle standard og arbejdsmiljøet. Forbruget i service-el forventes dog at stige mere i ref. 29 end i ref. 27, hvilket medfører et knæk på service-el prognosen, jvf. figur 7.2.

Den største effektivisering forventes inden for områderne belysning og ventilation. Der forventes således i år 2010 et elforbrug til ventilation, der er 25% mindre end idag.

Elforbruget ventes inden for en del andre serviceområder at forøges. Heriblandt kan nævnes komfortkølebehovet, antal motorvarmere og en stigning i et antal andre apparater.

Transport

Prognosen på transportområdet frem til år 2015 er beregnet ved lineær interpolation af statistik fra 1987 og Transportrådets transportprognose for år 2020 (ref. 27). Det lokale persontransportarbejde vil ifølge denne prognose stige 31%, mens det totale godstransportarbejde stiger 21%.

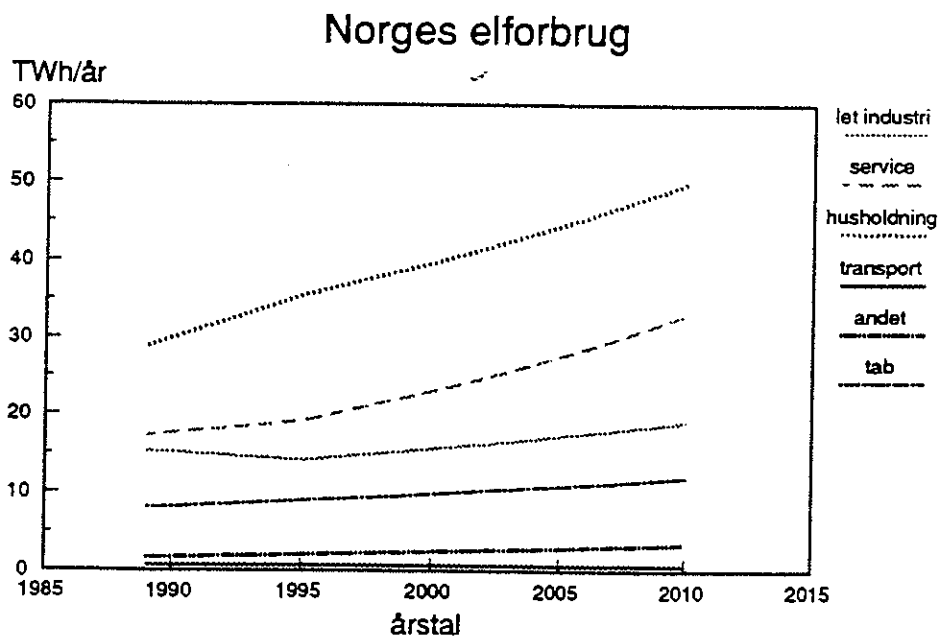
7.2. Norge

For Norges vedkommende findes der meget få data vedrørende det fremtidige elforbrug, og de data, der findes, går højst frem til år 2000. Den benyttede elprognose bygger på ref. 23, "Energiprognose for Norge fram til år 2000". Rapporten beskriver prognoseberegninger med EFI-ENERGI, som er udført for det Interdepartementale energiprognoseudvalg i forbindelse med "Minienergimeldingen 1987". EFI-ENERGI er en model, der beregner energiforbruget ud fra en teknisk/fysisk beskrivelse af det energiforbrugende system. Prognosens data for 1995 og 2000 er

benyttet, og fra år 2000 til 2010 er der antaget den samme procentvise fremskrivning som for 1990-2000. For 1990 er der benyttet tal fra den norske statistik (ref. 18). Forudsætningerne for prognosen er hentet fra MSG-beregninger i forbindelse med langtidsprogrammet 1986-1989. Følgende forudsætninger ligger til grund for prognosen:

- Der er antaget moderat økonomisk vækst.
- Der forventes en befolkningstilvækst på 104.833 personer fra 1990 til år 2000, d.v.s. 2,5% på 10 år.
- Der forventes en nybebyggelse på 25.000 boliger pr. år, mens 5.000 boliger om året tages ud af brug.
- Råolieprisen vil være 30 \$ pr. tønde i år 2000.

Elprognosen for Norge fremskrevet til år 2010 fremgår af nedenstående figur, figur 7.3. Der er ikke vist nogen elprognose for den tunge industri i Norge, da denne ikke er indbefattet i den benyttede prognosemodel. Den tunge industri er for kompliceret til at behandle i et projekt som dette, og der er derfor i modelberegningerne set bort fra denne industri.



Figur 7.3. Elefterspørgselsprognose for Norge 1988-2010.

Industri

Indenfor industrien er der en ændring i energiintensitet (kWh/kr.) i elektricitet såvel i eksisterende virksomhed men også som følge af at

nye virksomheder igangsættes. Den procentvise årlige ændring i el-energiintensitet er forskellig i de forskellige delsektorer i industrien, hvilket fremgår af nedenstående tabel, tabel 7.1.

Tabel 7.1. Procentvis årlig ændring i energiintensitet indenfor el i de forskellige delsektorer i industrisektoren (ref. 23).

Delsektor	Ændring i el-intensitet (% p.a.)
Minedrift	1,1
Næringsmiddel	1,6
Tekstil	0,0
Trævare	1,2
Træforædling	0,0
Grafisk	4,0
Maskin/mechanisk	1,5
Anden industri	0,2

Som det fremgår af tabellen, er ændringen i elintensitet om året absolut størst i den grafiske sektor, mens der ikke er nogen ændring inden for tekstil og træforædling.

Elvarme

Opvarmning i form af elpaneler er en enklere og billigere installation end opvarmning ved hjælp af oliefyr. Selv om priserne på olie bliver lavere end priserne for el, forventes der ifølge ref. 23 i Norge ikke nogen substitution af el til olie. I nye boliger antages det, at elektrisk opvarmning vil foretrækkes på grund af bekvemmelighedshensyn, og der forventes derfor en stigning i elforbruget til opvarmning som følge af nybyggeri. Der ligger derfor for Norge store elbesparelsesmuligheder i isolering af boliger med elvarme.

Husholdning

Der forventes en total stigning i antal boliger på 20.000 om året frem til år 2010, hvilket i sig selv vil medføre en stigning i elforbruget til husholdningsapparater, da mængden af husholdningsapparater pr. bolig vil være den samme. Derudover forventes der generelt en stigning i energiforbruget på 2,8% om året inden for husholdningssektoren.

Service

Servicesektoren forventes at udbygges med nybygning på 3,2 mio. m² om året. Derudover regnes der med en stigning i energiforbruget inden for den offentlige sektor på 2,5% om året.

Transport

Forudsætningerne for transportsektoren er de samme, som blev benyttet i Energimeldingen 1984/1985. Der regnes med en vækst i persontransport på 1,6% om året og 0,9% om året i godstransport.

7.3. Finland

Elprognosen for Finland er baseret på "Finnish Energy Economy up to 2025" (ref. 24). Prognosen for år 2025 er udarbejdet af det finske industriministeriums energiafdeling, og den her viste prognose er beregnet som en lineær interpolation mellem statistik fra år 1990 (ref. 30) og basisscenariet for år 2025.

Følgende forudsætninger ligger til grund for prognosen (ref. 24) for år 2025:

- Befolkningen forventes at falde i løbet af perioden og forventes at ligge under 4,8 millioner i år 2025.
- Beboelsesarealet pr. indbygger øges fra 35 m² til 50 m².
- Materialestandarden stiger til det dobbelte inden år 2025.
- Der forudsættes en middeltilvækst i økonomien.
- Olie markedsprisen stiger jævnt fra 16 \$ pr tønde i 1988 til 30 \$ i 2025.

Elprognosen for perioden 1990-2010 fremgår af omstående figur, figur 7.4.

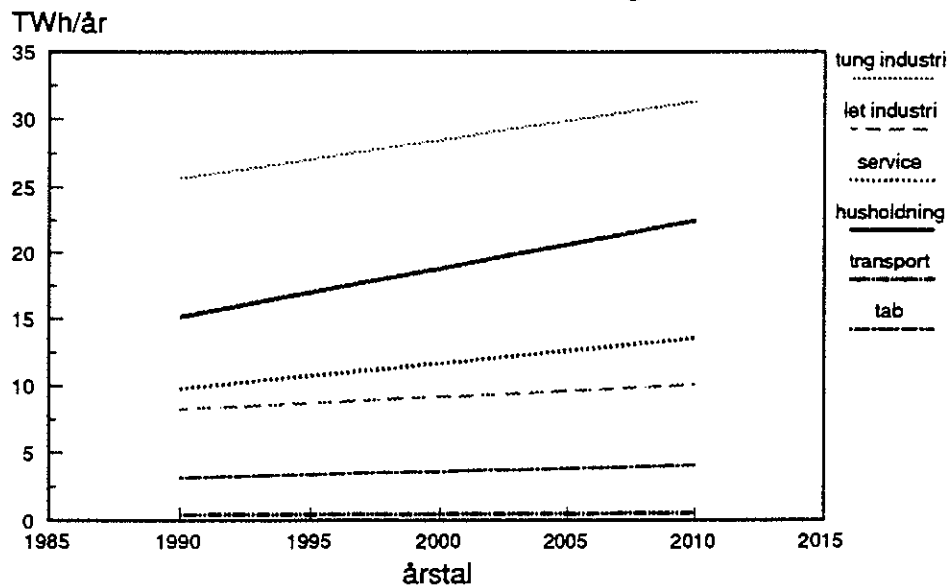
Industri

Indenfor industrisektoren stiger elforbruget som følge af en forventet stigning i forbrug af træ i papirindustrien, og der forventes frem til år 2025 en stigning på 50% inden for papirindustrien.

Service

Tekniske forbedringer, som medfører et mindre energiforbrug forventes at blive taget i brug, når de eksisterende maskiner og apparater efter normale forhold skal fornyes.

Finlands elforbrug



Figur 7.4. Elefterspørgselsprognose for Finland 1988-2010.

Husholdning

Antallet af boliger forventes at stige med 44 % fra 1985 til år 2025, og som følge heraf vil elforbruget i husholdningen stige, idet antal husholdningsapparater pr. bolig vil være det samme som idag eller stigende.

Elvarme

Elvarmen forventes stadig at forblive den dominerende opvarmningsform indtil år 2025 også inden for nybyggeri, og der vil derfor, da antallet af boliger forventes at stige, ske en stigning i elforbruget til opvarmning.

Transport

Elforbruget i transportsektoren vil stige som følge af at antallet af transportmidler stiger. Antallet af personbiler forventes at stige med 66% fra 1987 til 2025. Antallet af transportmidler forventes at ligge på 3.1 million i 2025.

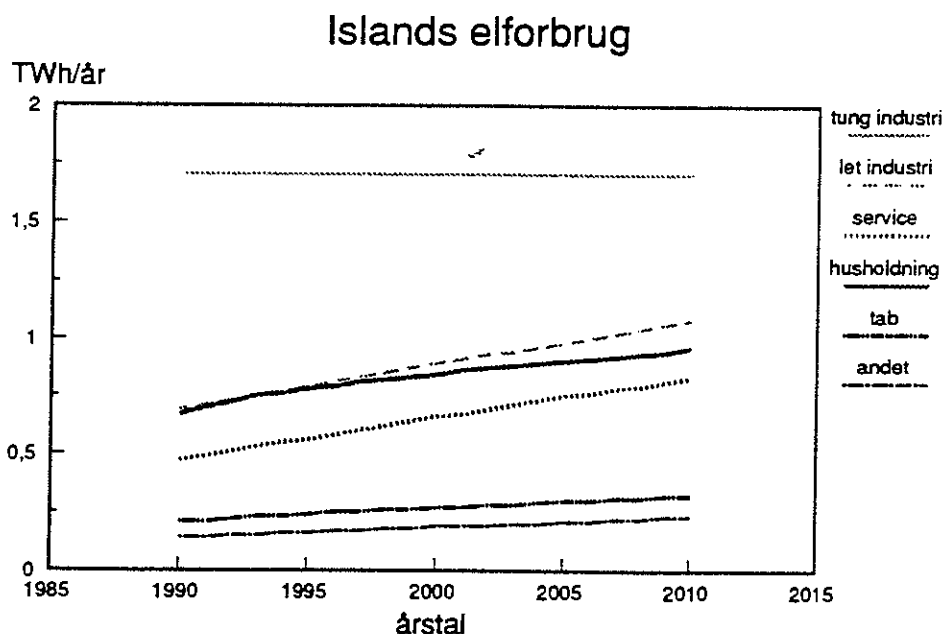
7.4. Island

Elforbrugets forventede udvikling i Island er baseret på en eksisterende prognose for elforbruget frem til år 2015 "Electricity Forecast for Iceland 1985-2015" (ref. 22). Prognosen er lavet på basis af en nyudviklet teknisk model, hvor de fleste andre elprognoser er lavet ud fra en økonomisk model.

Følgende forudsætninger ligger til grund for prognosen:

- Der fortsættes med samme vækst i økonomien som hidtil.
- Der forventes en befolkningstilvækst på 1% i 1985 faldende lineært til 0,6% tilvækst i år 2000. Fra år 2000 til 2015 vil tilvæksten forblive på 0,6% om året.

Prognosen for Island for perioden 1990-2010 fordelt på de respektive sektorer fremgår af figur 7.5.



Figur 7.5. Elefterspørgselsprognose for Island 1990-2010.

Industri

Inden for industrien vil der sandsynligvis foregå en konvertering fra olieopvarmning til elvarme, men med olie- og elpriserne i dag taget i betragtning vil denne overgang gå langsomt. Elforbruget i industrien

forventes at stige langsomt i fremtiden, idet maskinernes energiforbrug vil blive mindre.

Den energiintensive industri på Island udgøres i dag af 3 fabrikker: Kunstgødningsfabrikken, Aluminiumsfabrikken og Jern-siliciumanlægget. Disse 3 fabrikker vil også i den nærmeste fremtid udgøre den energiintensive industri, og fabrikkerne vil fortsætte med det samme elforbrug som indtil nu. Den energiintensive industri har det absolut mest dominerende elforbrug i Island, og denne udvikling forventes at fortsætte. Det vil være muligt at nedsætte elforbruget på de 3 virksomheder ved overgang til mere energieffektive teknologier, men virksomhederne er bundet af kontrakter, der binder dem til et vist elforbrug. Dette må dog forventes at kunne ændres i fremtiden, men er ikke taget i betragtning i prognosen, der forudsiger samme elforbrug for den tunge industri som i dag.

Service

Der er sket en forøgelse i elforbruget i servicesektoren de seneste år som følge af en stigende benyttelse af nyere teknologier, såsom computere og aircondition. Elforbruget forventes at stige med en anelse aftagende vækst frem til år 2015. Inden for servicesektoren regnes der med overgang til el til opvarmningsformål.

Husholdning

Der forventes en stigning i mængden af husholdningsapparater, som eksempelvis video, computere, mikrobølgeovne og saunaer. Samtidig forventes husholdningsapparaterne at blive mere energieffektive, og der forventes alt i alt en mindre stigning i elforbruget inden for husholdningssektoren på 1,8% pr. person i dag faldende lineært til 0% i år 2000, hvorefter der ikke vil være nogen absolut ændring i elforbruget indtil 2015.

Elvarme

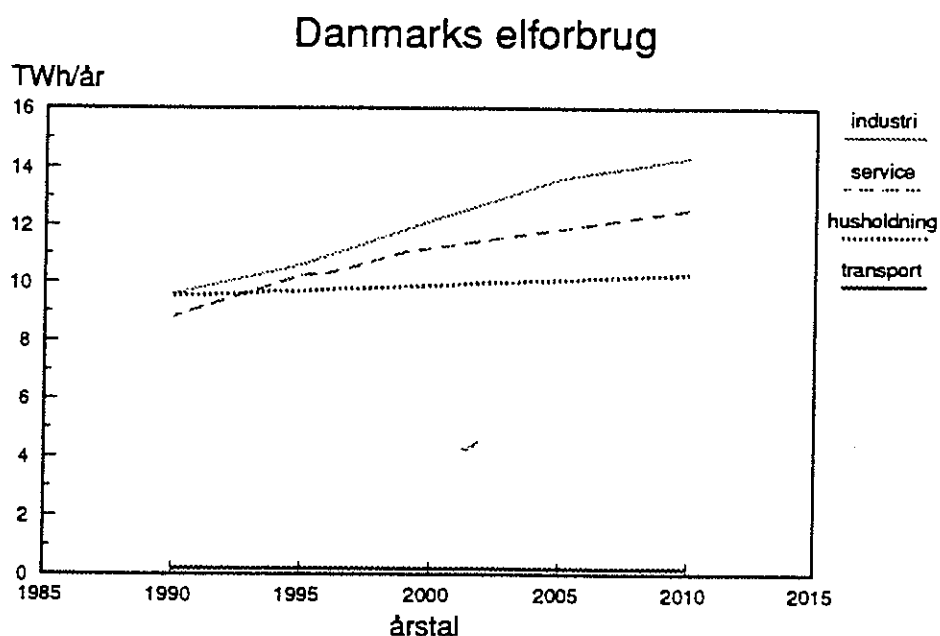
I de kommende år vil opvarmning med olie som energikilde næsten helt forsvinde og blive erstattet med elvarme. Indtil 1990 har der på dette grundlag været en stor stigning i elforbruget til opvarmning på omkring 6% om året. I de kommende år er det uvist, hvor hurtigt overgangen fra oliefyr til elvarme vil foregå, men langt den overvejende del af befolkningen vil i den sidste ende have elopvarmning.

7.5. Danmark

Elprognosen for Danmark frem til år 2010 er baseret på basisforløbet i Danmarks energiplan "ENERGI 2000" (ref. 2), der blev fremlagt i 1990.

Den grundlæggende forudsætning for forbrugsudviklingen i basisforløbet for Danmark er, at udviklingen forløber uden yderligere regulering end den, der kendes i dag. Dette vil medføre forskellige besparelser i energiforbruget især på elområdet.

Udviklingen i det samlede elforbrug for alle sektorer fremgår af figur 7.6. Samlet forventes stigninger på 30% frem til år 2000 og på knap 70% frem til år 2030, såfremt der - som forudsat i basisforløbet - ikke gennemføres en særlig indsats for elbesparelser.



Figur 7.6. Elefterspørgselsprognose for Danmark 1988-2010.

Husholdning

Elforbruget i boligerne forventes uden nye forbrugsbegrænsende foranstaltninger at ville stige med 13% frem til 2030. Dette afspejler dels en betydelig vækst i antal elforbrugende apparater og en vækst i boligantallet, dels et faldende elforbrug pr. apparat og en vis indtrængning af lavenergibelysning.

Service

På serviceområdet regnes der i den private og offentlige administration med en stigende anvendelse af elforbrugende apparater og edb, mens der i detail- og engroshandel især må forventes større anvendelse af køle- og fryseanlæg m.v. Selvom der forudsættes en reduktion i

apparaternes elforbrug, forventes servicesektorens elforbrug i basisforløbet at stige med 100% frem til 2030.

Industri

I industrisektoren forudsættes, at der fortsat gennemføres effektiviseringer i energianvendelsen. Det forventes, at energikoefficienten, d.v.s. energiforbruget set i forhold til produktionsværdien falder med ca. 20% frem til 2030.

Produktionsværdien forventes at stige med ca. 125% i industrien og knap 100% i de primære erhverv. Omlægningen til en øget anvendelse af el forventes at fortsætte, og elforbruget i industrisektoren forventes fordoblet frem til år 2030.

8. Udbygning af elsystemerne

Udbygningen af elsystemerne i de nordiske lande vil ikke alene afhænge af den forventede efterspørgsel, der kan påvirkes af elbesparelsesforanstaltninger. Planlægning, projektering og opførelse af nye større kraftværker tager en længere årrække. Det er rimeligt at regne med en periode på ikke mindre end 10 år fra principbeslutning til værkets ibrugtagning og mindst 5 år til projektering og opførelse. Mindre anlæg kræver kortere tid. På længere sigt vil udbygningen også afhænge af den teknologiske udvikling, miljøkrav, brændselspriser og udviklingen af et internationalt marked for elektricitet.

8.1. Udbygningsplaner i de nordiske lande

Fra 1985 til 1990 er den samlede eleffekt i de nordiske lande forøget med knap 10%. Der har været størst vækst inden for modtryksanlæg til industri og fjernvarme, og den laveste vækst har fundet sted inden for kondensanlæg. Stigningen i vandkrafteffekt har svaret til gennemsnittet af væksten. Stigningen i middelårsproduktion, der i højere grad er et mål for den kapacitet, der kan sammenlignes med termisk effekt, er imidlertid kun vokset med 4-5%.

Den samlede effekt af besluttede større kraftværker i perioden 1991-97 er betydeligt lavere end effektstigningen i perioden 1985-90. En stor del af væksten er konventionelle kondensanlæg, der for Danmarks vedkommende også omfatter de større udtagsanlæg, se tabel 8.1. Udover denne tilgang af større kraftværker må der forventes en betydelig vækst i kapaciteten på decentrale kraftvarmeanlæg og vedvarende anlæg, især vindkraftanlæg. En række decentrale anlæg er allerede besluttede, dels i kraft af kommercielle overvejelser i elskaberne, dels som resultat af national energiplanlægning og politiske aftaler, især i Danmark.

Tabel 8.1. Besluttete større kraftværker 1991-97 (ref. 1).

	Danmark	Finland	Island	Norge	Sverige	Nordel
Effekt, ialt, MW	917	852	150	813	448	3180
Vandkraft		94	150	813	70	1127
Vindkraft	25					25
Modtryksanlæg, fjernvarme	72				78	150
Kondensanlæg, konventionel	820	758			300	1878
Gasturbine. dieselanlæg						0
Middelårsprod. vandkraft		212	750	1511	145	2618
Middelårsprod. vindkraft	50					50

8.2. Elforsynings- og transmissionsteknologier

Udover den planlagte udbygning af elsystemet opstilles der ikke nogen forudsætninger om udbygningsplaner for elforsyningssystemet.

Elbesparelserne vil ved hjælp af modelberegninger blive vurderet over for mulige eller optimale udbygninger af landenes elsystemer. Modelberegningerne foretages på basis af elforsyningsteknologier, der er relevante for de nordiske landes elsystemer. Modelberegningerne foretages med en detaljeringsgrad, der er bestemt af de foreliggende kilder. Dette er hovedsagelig nordiske og internationale studier af teknisk-økonomiske data, der anvendes i systemtekniske modeller.

Tabel 8.2 viser en oversigt over de teknisk-økonomiske data for elforsyningsteknologierne i det centrale elsystem, der anvendes til modelberegningerne. Tabel 8.3 viser tilsvarende data for decentrale kraftvarmeteknologier, samt nogle få fjernvarmeteknologier der er nødvendige for at komplettere modelberegningerne. De anvendte teknisk-økonomiske data er hentet fra BRUS-modellen, der blev anvendt til den danske energiplan "Energi 2000" (ref. 2, 17).

Tabel 8.2. Centrale kraftværksteknologier (ref. 2).

	Virk- nings- grad	Cm værdi el/varme	Rådigheds- faktor	Leve- tid År	Emissions- faktorer kg/GJ- input		Inves- tering i 1988-kkr. /MW	Årlig drift i % af inves- tering
					NO _x	SO ₂		
<u>Kondensproduktion</u>								
Kulfyret med afsvøvlning	0.48		0.82	40	0.05	0.07	7.0	4.0
Eksist. kulfyrede anlæg	0.38		0.75	25	0.48	0.66	6.0	3.0
Naturgasfyret, 300 MW	0.48		0.82	30	0.24		6.0	3.0
Naturgas, combined cycle	0.55	1.10	0.90	30	0.05		5.0	2.0
Brændselsceller, naturgas	0.65	2.70	0.85	20	0.00		12.8	5.0
<u>Modtryksproduktion</u>								
Kulfyret med afsvøvlning	0.88	0.65	0.82	40	0.05	0.07	7.0	4.0
Eksist. kulfyrede anlæg	0.87	0.44	0.75	25	0.39	0.66	6.0	3.0
Naturgas, combined cycle	0.91	1.10	0.90	30	0.05		5.0	2.0
Brændselsceller, naturgas	0.93	2.70	0.85	20	0.00		12.8	5.0
<u>Ikke-fossile teknologier</u>								
Solceller								
Bølgeenergi			0.17	30			10.0	2.0
Vindmøller, 100-250 kW			0.29	20			16.0	2.0
Vandkraft med magasiner			0.31	20			5.0	2.0
Vandkraft uden magasiner								
Letvandsreaktorer	0.33		0.95	40				
			0.89					
<u>Reference (kulkondens)</u>	0.38							

Tabel 8.3. Decentrale kraftvarme- og fjernvarmeteknologier (ref. 2).

	Virkningsgrad	Cm værdi el/varme	Rådighedsfaktor	Levetid År	Emissionsfaktorer kg/GJ-input		Investering i 1988-kkr./MW	Årlig drift i % af investering	Energi-pris 1988 kr./GJ
					NO _x	SO ₂			
Kraftvarme									
Kulfyret modtryk > 50 MWe	0.88	0.65	0.58	30	0.48	0.66	8.0	3.0	
Kulfyret fluid bed	0.84	0.70	0.58	30	0.05	0.08	10.0	4.0	
Decentral combined cycle	0.92	1.05	0.58	25	0.05		6.0	3.0	
Dual fuel gasmotor	0.90	1.25	0.58	25	0.18		9.0	2.0	
Gasturbine, naturgas	0.92	0.60	0.58	25	0.05		6.5	2.3	
Brændselsceller	0.93	2.70	0.58	20	0		12.8	5.0	
Gasmotor, naturgas	0.90	1.10	0.58	25	0.17		8.0	4.0	18
Halm, 15 MW	0.85	0.45	0.58	20	0.15	0.13	15.0	5.0	-22
Affaldsforbrænding, 20 MW	0.85	0.45	0.58	20	0.22	0.23	9.0	5.0	0
Gasmotor, biogas	0.75	0.60	0.58	20	0.2		19.0	4.5	18
Halm, 2.5 MW	0.85	0.45	0.58	20	0.15	0.13	30.0	5.0	-22
Affaldsforbrænding, 5 MW	0.85	0.45	0.58	20	0.15	0.23	17.0	5.0	21
Træ og træflis, 4.5 MW	0.86	0.40	0.58	25	0.15	0.13	15.6	5.0	
Fjernvarme									
Oliefyr	0.90		0.34	20	0.15	0.49	0.5	5.0	
Naturgasfyr	0.95		0.34	20	0.15		0.4	4.0	
Kulfyr	0.80		0.34	20	0.2	0.66	1.0	6.0	
Halmfyr	0.80		0.34	15	0.13	0.13	1.6	7.0	18
Træ og træflis	0.80		0.34	15	0.13	0.13	1.4	7.0	21
Solfangere med sæsonlager			0.17	20			15.0	4.0	
Affaldsforbrænding	0.75		0.34	20	0.15	0.68	1.6	3.0	-22

Nye teknologier er forsynet med emissionsbegrænsende foranstaltninger for SO₂ og NO_x.

8.3. Energipriser og systembegrænsninger

Energipriser og begrænsninger i udbygningsmulighederne for energisystemerne er vigtige forudsætninger for opstilling af scenarier for elsystemets udbygning. Disse forhold er desuden centrale som udgangspunkt for parameterstudier og følsomhedsanalyser.

For energipriserne er benyttet en referenceprognose, der er i overensstemmelse med almindelig gældende antagelser i de forskellige lande og internationale organisationer. Det betyder, at brændselspriserne for kul, olie og gas vil være moderat stigende i forhold til 1990, men lavere i 2010 end i 1985.

Tabel 8.4 viser de brændselspriser, der er benyttet i modelberegninger for de nordiske landes elsystemer. Referenceprognosen for fossile brændsler er ligesom de teknisk-økonomiske data baseret på BRUS-modellen.

Tabel 8.4. Referenceprognose for brændselspriser.

	1990	1995	2000	2010
Kul	11.45	13.58	15.70	18.10
Tørv	11.45	13.58	15.70	18.10
Fuelolie	17.05	23.18	29.30	33.17
Gasolie	33.62	42.16	50.70	56.83
Naturgas	16.70	21.95	27.20	31.27
Nukleart brændsel	8.11	8.11	8.49	8.68
Elimport (kr./GJ-el)	41.67	41.67	41.67	41.67
Eleksport (kr./GJ-el)	71.80	77.39	82.98	89.30

De systembegrænsninger, der har betydning for elsystemets udvikling, omfatter en række tekniske, geografiske og politiske forhold, såsom aftaler om emissionsgrænser og ønsker om at fremme eller begrænse udbygningen med bestemte teknologier.

I modelberegningerne er der ikke forudsat væsentlige ændringer i landenes infrastruktur. Det betyder f.eks. at mulighederne for udnyttelse af kraftvarme vil være begrænset af eksisterende og planlagte fjernvarmenet. Tilsvarende vil udnyttelsen af indenlandske brændsler være begrænset af de tilgængelige ressourcer uden særlig indsats m.h.t. energiafgrøder. Der regnes heller ikke med udbygning af vandkraft eller udbygning eller afvikling af kernekraft.

En vigtig begrænsning for elsystemernes udvikling vil være internationale aftaler om emissionsgrænser. Den nøjere udformning heraf kan få stor betydning for elsystemernes udbygning. Udgangspunktet for modelberegningerne er gældende internationale aftaler om faldende kvoter for emissionerne af SO₂, NO_x og CO₂.

I flere af de nordiske lande kan elbesparelser resultere i et mindre importbehov eller et øget eksportpotentiale. Den afgørende begrænsning i udenrigshandelen på kort sigt er de eksisterende begrænsede overførselskapaciteter. Tabel 8.5 viser overførselskapaciteterne mellem de nordiske lande i 1990, og tabel 8.6 viser udviklingen i den del af eksportpotentialet fra Norge, Sverige og Finland der skyldes uudnyttet vandkraft og nedreguleret kernekraft i perioden 1985-1990.

Tabel 8.5. Overførselskapaciteter i MW i Norden 1990 (ref. 1).

Fra/til:	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Andre lande
Danmark			510	1670	1200
Finland			50	1235	600
Norge	500	50		2070	
Sverige	1600	1435	2250		
Andre lande	1200	1000			

Tabel 8.6. Uudnyttet vandkraft og nedreguleret kernekraft.

År	Uudnyttet vandkraft	Land	Nedreguleret kernekraft	Land
1990	7 TWh	Norge	6 TWh	Sverige
1989	6 TWh	Norge	9 TWh	Sverige
1988	-	-	< 1 TWh	-
1987	< 1 TWh	Finland Sverige	3 TWh	Sverige
1986	-	-	0,8 TWh	-
1985	-	-	4,5 TWh	Sverige

Kilde: Nordel, årsberetninger, flere årgange.

9. Overordnet modelbeskrivelse

9.1. Modelstruktur

Vurderingen af investering i elbesparelser hos forbrugerne overfor investering i udbygning af elsystemet foretages i den udviklede model ud fra en snæver økonomisk-teknisk synsvinkel. Målsætningen er at beregne de umiddelbare omkostninger ved investering i tekniske elbesparelser og sammenholde disse med de heraf afledte økonomiske besparelser i elsystemet.

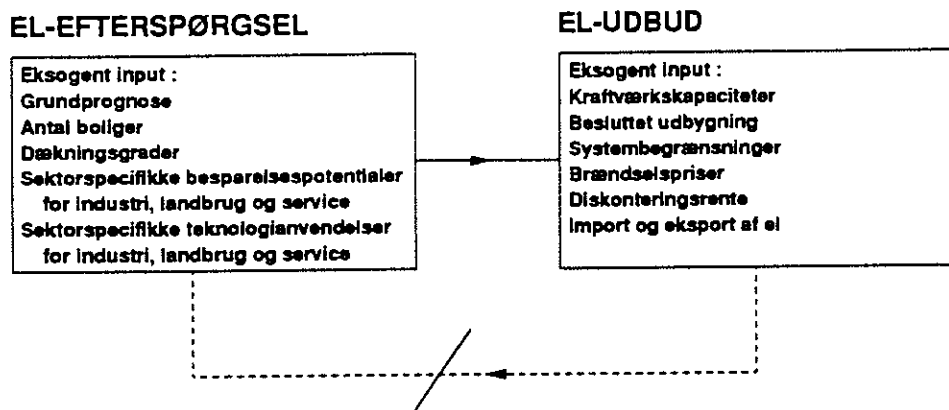
Det samlede modelsystem kan opdeles i to undermodeller:

- udbudsmodellen, og
- efterspørgselsmodellen.

Efterspørgselsmodellen er en regnearksmodel, der tager udgangspunkt i de officielle eller bredt accepterede prognoser for elforbrugets udvikling i perioden 1990-2010 (grundforløbet) beskrevet i kapitel 7. Modellens funktion er at beregne ændringen i elforbruget i forhold til grundforløbet ved en gennemførelse af teknisk mulige elbesparelser hos forbrugerne, og at vurdere de samlede nødvendige investeringer forbundet med disse elbesparelser. Efterspørgselsmodellens output er derfor en prognose for det samlede nationale elforbrug efter indførelse af elbesparelser, samt en angivelse af omkostningerne forbundet med denne prognoses afvigelse fra grundprognosen. Modellen er beskrevet i bilag 1.

Efterspørgselsmodellens output benyttes som input til udbudsmodellen. Udbudsmodellen er en optimeringsmodel, der er baseret på en netværksbeskrivelse af energisystemet. Grundlaget for optimeringsmodellen er EF Kommissionens EFOM-ENV model (Energy Flow Optimization Model med emissionsbegrænsninger). For en given prognose for det samlede nationale elforbrug beregner modellen den optimale udbygning af elsystemet. Optimeringen udføres ved at minimere systemets samlede diskonterede omkostninger under en række bibetingelser. Et umiddelbart output er systemets samlede omkostninger, og det kan således beregnes, hvor store økonomiske besparelser efterspørgselsmodellens elbesparelser foranlediger på udbudsside. Udbudsmodellen er beskrevet i bilag 2.

Den samlede model er vist i figur 9.1. Et feed-back fra udbudsmodellen kan inddrages i den samlede model (hvilket er markeret med den stiplede linie).



Figur 9.1. Teknisk-økonomisk model for elbesparelser.

Adfærden på efterspørgselssiden er udeladt i denne model, idet det er vurderet, at denne ikke er af samme teknisk-økonomisk rationelle karakter som på udbudssiden. Bag efterspørgslen står mange meget forskellige beslutningstagere, hvis primære interesser er andet end elforbrug og -besparelser. Forsyningssystemet er derimod en professionel energibranche med det primære formål at producere og distribuere elektricitet og evt. fjernvarme. Her må forventes en langsigtet teknisk-økonomisk adfærd, der er ganske godt beskrevet ved en optimeringsmodel. Den samlede model er med andre ord en vurdering af elbesparelsers *potentiale* givet et rationelt reaktionsmønster på elmarkedets udbudsside.

Beregningerne i den samlede model udføres først i et regneark, der indeholder forudsætninger og beregningsresultater, hvorefter de mere omfattende beregninger udføres af en optimeringsmodel, der indeholder en beskrivelse af elsystemernes struktur og generelle teknisk-økonomiske data.

Regnearksmodellen indeholder følgende 3 elementer af inddata: udgangsprognoser for elforbrug, elbesparelseskomponenter samt kraftværksstruktur og udbygningsplaner. Den første gruppe inddata er officielle eller bredt accepterede prognoser for elforbrugets udvikling. Den anden gruppe inddata er et antal besparelseskomponenter med en detaljeringsgrad, der svarer til de anvendte kilder, først og fremmest teknologikataloget (ref. 32). Hver besparelseskomponent karakteriseres ved et samlet potentiale og en omkostning pr. sparet kWh. Den tredje gruppe inddata er en beskrivelse af de enkelte landes nuværende kraftværksstruktur og vedtagne udbygningsplaner. Detaljeringen er 10-

15 kraftværkstyper pr. land, således at der sondres mellem brændselsstyper, virkningsgrad og kraftvarmelevering. Gældende internationale aftaler vedrørende emissionsbegrænsning indgår som forudsætninger i modelberegningen.

De tre grupper af data indgår som forudsætninger i optimeringsmodellen, hvor elsystemets samlede omkostninger minimeres. Som resultat vil optimeringen vise den optimale sammensætning af besparelsesforanstaltninger og kraftværksudbygning.

9.2. Anvendelse af modellerne

Der opstilles forskellige scenarier for elbesparelser, og omkostningerne ved disse scenarier beregnes. For hvert scenario findes der ved hjælp af optimeringsmodellen den kombination af elforsyningsteknologier, som giver det billigste energisystem under hensyn til de bindinger, der er lagt ind i modellen. Herefter kan omkostningerne ved indførelse af elbesparelser vurderes i forhold til de sparede investeringer til udbygning af værker som følge af elbesparelserne.

I dette studie er scenarierne for elbesparelser alene beskrevet som en rangordning af elbesparelseskomponenter efter deres diskonterede omkostninger per sparet kWh, mens elforsyningssystemet er optimeret med forskellige antagelser om den samlede efterspørgsel under forskellige antagelser om brændselspriser, systembegrænsninger, udenrigshandel og emissionsgrænser.

Dette studie vil ikke omfatte en modellering af substitution mellem elektricitet og andre energiformer. For boligopvarmning indgår således både elvarme og fjernvarme eksogent, og fjernvarme udover kraftvarme er alene medtaget som komplement til de kraftvarmeteknologier, der indgår i optimeringsmodellen.

Elforbrugs- og besparelseteknologier kan indgå i optimeringen på linie med elforsyningsteknologier. I det omfang dette gøres, bør man imidlertid være opmærksom på de kvalitative forskelle i beslutningssituationerne.

Hvis man inddrager elforbrug og -besparelser i en optimering på linie med elforsyning er der tale om et specialtilfælde, hvor man forudsætter at der gælder samme teknisk-økonomiske rationalitet og samme tidspræferencerente begge steder. Dette er derfor ikke gjort i de hovedresultater fra modelanvendelsen, der er præsenteret i denne rapport.

10. Scenarier

Der er opstillet forskellige scenarier for således at kunne vurdere det samlede teknologiske potentiale for elbesparelser for hvert land. Der er i scenarierne kun taget hensyn til den teknologiske udvikling, således at elbesparelserne direkte er afledt af en overgang til nye, effektivere apparater.

Der er for hvert land opstillet et basisscenarie baseret på den forventede udvikling i elforbruget frem til år 2010, hvis udviklingen fortsætter som idag. I basisscenarierne er brugen af flere apparater taget i betragtning, men det er samtidig forventet at apparaterne bliver mere effektive. Der er derimod ikke taget hensyn til en ændring i folks adfærd, hvilket heller ikke tages i betragtning i de alternative scenarier.

Det alternative scenarie, der er opstillet for hvert land, er 100% besparelser-scenariet. I dette scenarie er der for år 2010 inden for hver af de 5 kategorier: husholdningsapparater, belysning, elvarme, industri samt handel og service indført 100% af den bedste solgte teknologi i 2010, kaldet BST₂₀₁₀.

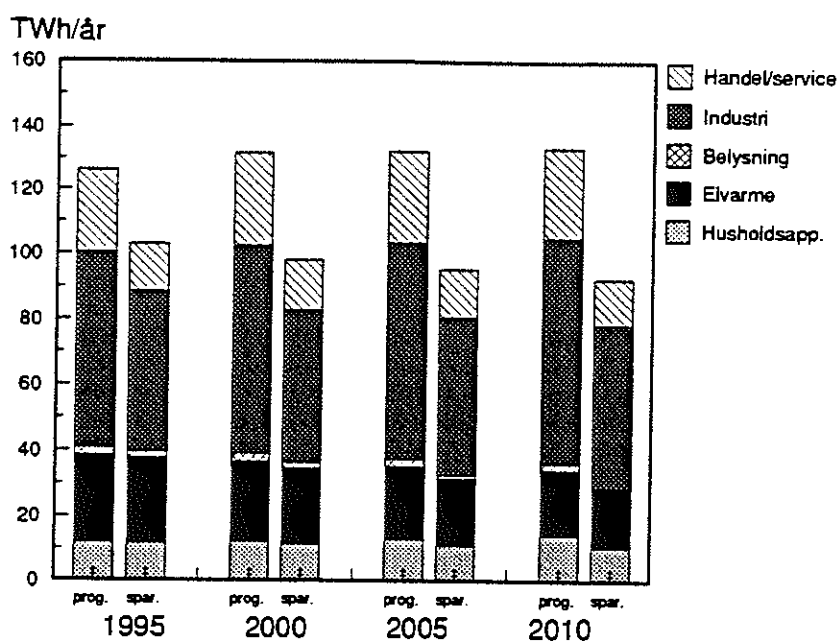
Forskellen i elforbrug mellem de to scenarier, basis-scenariet og 100% besparelser-scenariet for Sverige fremgår af figur 10.1.

Figuren viser en lille stigning i elprognosen over årrækken, mens der er klar faldende tendens i elforbruget ved indførsel af den bedste (mest effektive) teknologi for alle teknologier frem til år 2010. Sparepotentialet ses især at ligge inden for industri samt handel og service.

For Finland er der ligeledes opstillet de to scenarier, basis-scenariet og 100% besparelser-scenariet, se figur 10.2.

Det ses her, at prognosen for elefterspørgslen stiger jævnt fra 1995 til år 2010. Elbesparelserne ser derimod ud til at træde voldsomt ind allerede i 1995, men bliver derefter på samme niveau indtil 2010. Besparelsepotentialet vokser dog relativt inden for såvel handel og service som inden for industrien.

I Norge er der stor stigning i elefterspørgslen. Dette er imidlertid ikke den officielle prognose, men baseret på en lineær fremskrivning af udviklingen fra 1990 til 2000 frem til år 2010. Elforbruget i 100% besparelser-scenariet stiger ligeledes over tiden. Dette fremgår af figur 10.3, der viser forskellen i elefterspørgsel, hvis udviklingen fortsætter som i dag, og hvis der indføres de bedst mulige teknologiske apparater over perioden 1995-2010. De største besparelser ses at falde inden for handel og service-sektoren.

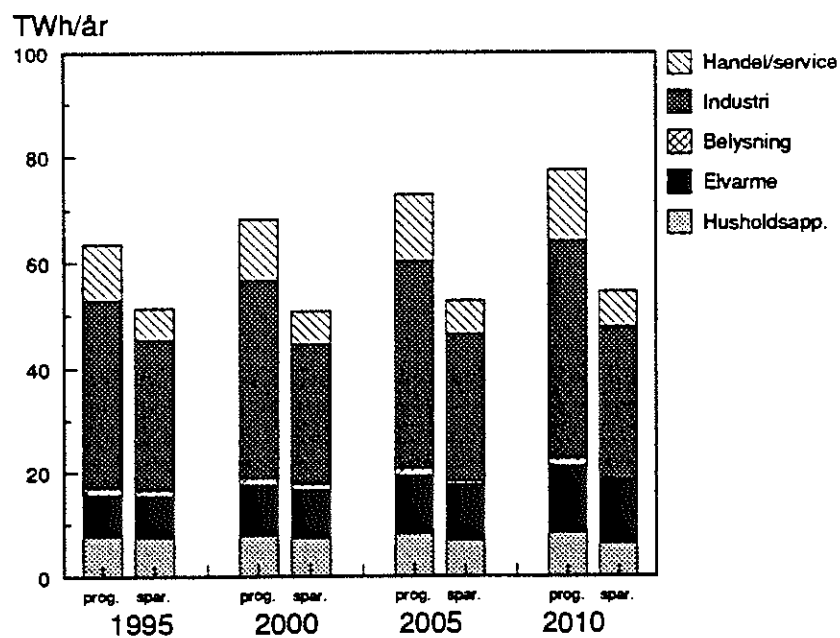


Figur 10.1. Basis-scenarie kontra 100 % besparelsscenarie for Sverige.

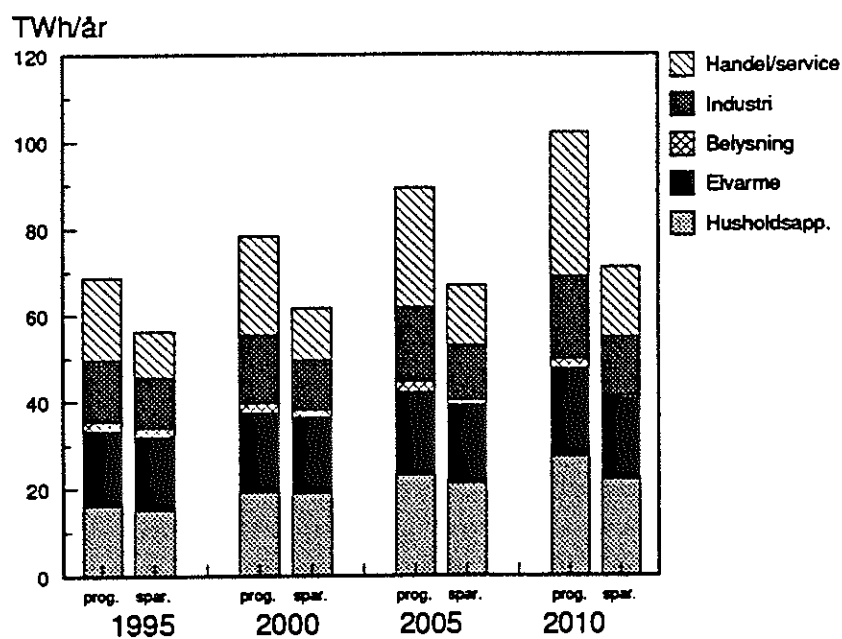
Der er ikke opstillet nogle besparelsscenarier for Island. Dette er begrundet med, at der i Island er meget store potentialer for forureningsfri elproduktion, idet Island har mange varme kilder og geotermisk energi. Elektricitet er en indenlandsk energikilde i Island, og der er derfor en klar tendens til, at så stor en del som muligt af den samlede energiefterspørgsel bliver dækket af elektricitet. Der er på nuværende tidspunkt rigelig effekt i Island til at dække såvel den nuværende som kommende efterspørgsel, og en besparelse i elforbruget vil derfor ikke medføre en mindre investering til anlæg af elværker.

Figuren for Danmark, figur 10.4, viser en rimelig stigning i elforbruget i perioden 1995-2010 for basisscenariet, mens der i 100% besparelsscenariet sker store besparelser i 1995. Besparelserne er derefter konstante over perioden. Besparelserne sker specielt inden for belysning, industri samt handel og service. Besparelserne inden for husholdning og handel/service stiger relativt over perioden.

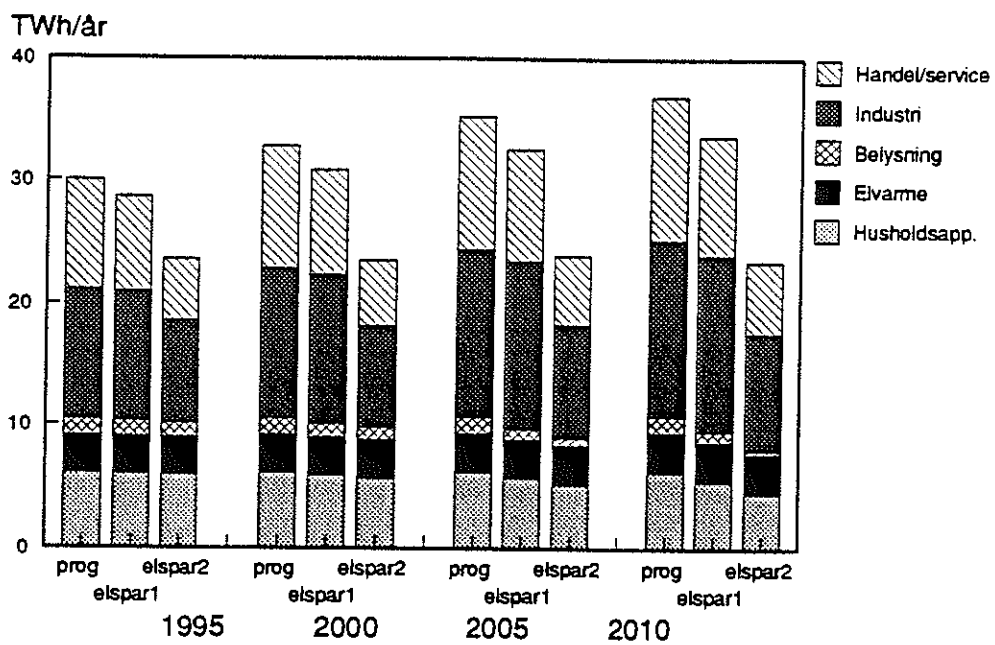
For Danmark er der, som det fremgår af figur 10.4, udover 100% besparelsscenariet, Elspar 2, opstillet et nul-scenario kaldet Elspar 1 på figuren. I dette scenario er der inden for de tre grupper: husholdning, industri samt handel og service indført de elbesparende apparater, der umiddelbart kan betale sig. D.v.s. det er den mængde elbesparende apparater, der er billigere i investering end de eksisterende apparater, samt de apparater der er billigst i investering, således at de totale omkostninger ved indførsel af alle disse apparater er lig nul.



Figur 10.2. Basis-scenarie kontra 100 % besparelses-scenarie for Finland.



Figur 10.3. Basis-scenarie kontra 100 % besparelses-scenarie for Norge.



Figur 10.4. Basis-scenarie kontra 100 % besparelser-scenarie for Danmark.

11. Perspektiver for gennemførelse af elbesparelser

11.1. Modelresultater for elforsyningssystemet

Elforsyningssystemet i hvert af de nordiske lande er beskrevet ved hjælp af en optimeringsmodel, med det formål at den fremtidige efterspørgsel for elektricitet i hvert land skal tilfredsstilles ved at drive og udbygge elsystemet med lavest mulige omkostninger på langt sigt. Der tages i modellen hensyn til en række bibetingelser, hvoraf faldende grænser for SO_2 -, NO_x - og CO_2 -emissioner er de vigtigste.

Elsystemet får herved den egenskab, at øget produktion giver øgede omkostninger per produceret enhed. Dette skyldes ikke kun, at en stigende efterspørgsel medfører øget behov for udbygning af kapaciteten, men også at den øgede kapacitet vil blive dyrere, fordi emissionskvoterne vil være opbrugt og den yderligere teknologi må anvende ikke-fossile teknologier. Resultaterne af udbudsmodellen, der er en version af optimeringsmodellen EFOM, kan være meget detaljerede. Der er her valgt kun at præsentere et udvalg af de overordnede resultater, der har kunnet vurderes nærmere inden for rammerne af denne opgave.

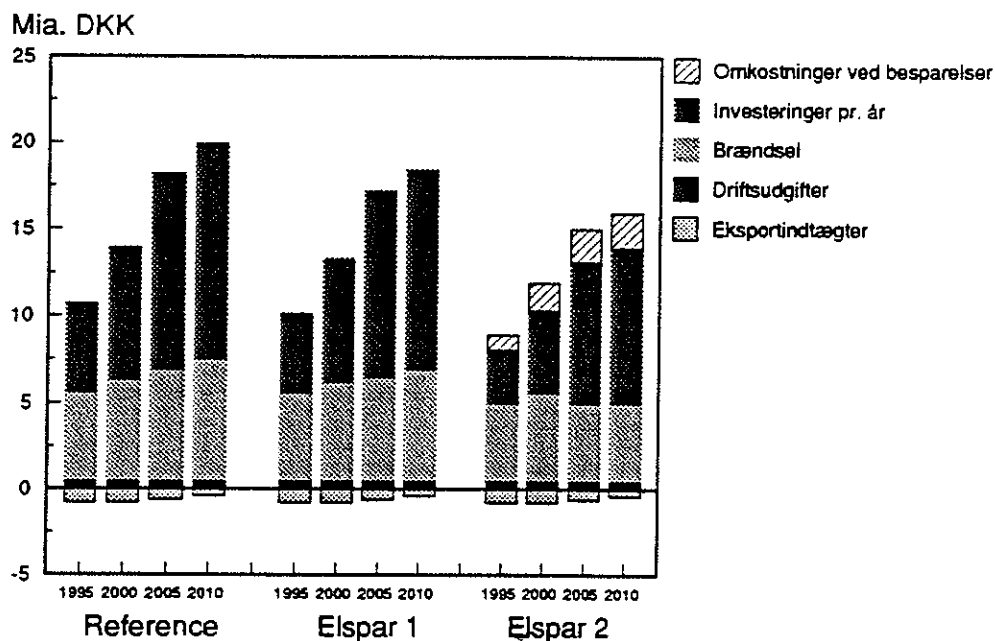
Mere detaljerede konklusioner vil kræve en mere omfattende kalibrering af modellen for de enkelte nordiske lande, samt verifikation af en række parametre især med hensyn til tidsopløsningen. Der er heller ikke foretaget parameterstudier. Mere vidtgående konklusioner ville først og fremmest kræve parameterstudier vedrørende brændselspriser og diskonteringsrente. Der er i beregningerne anvendt en diskonteringsrente på 5% p.a., og brændselspriserne er moderat stigende i forhold til 1990, og således at priserne på alle væsentlige brændsler forudsættes lavere i 2010 end i 1985.

Konsekvenser af elbesparelser for det danske elsystem

Resultaterne er vist i fire grafer, der indeholder data for forskellige scenarier, referencescenariet, scenarier med maksimale elbesparelser og eventuelt et mellemliggende scenario. Alle andre forudsætninger end elforbrugets udvikling er de samme i hver graf.

Figur 11.1. viser de årlige udgifter til elsystemet i Danmark for udvalgte år i perioden 1990-2010. Den første serie af søjler viser referencescenariet, mens den sidste viser virkningen af alle elbesparelser, der er behandlet i denne rapport. Den midterste serie af søjler viser den situation, hvor de samlede diskonterede udgifter til elbesparelserforan-

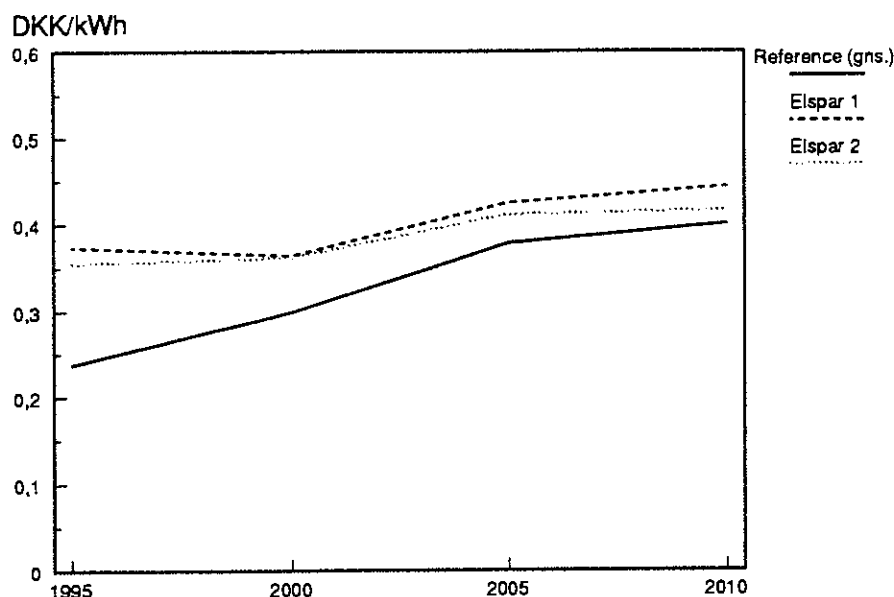
staltninger netop opvejer gevinsten ved de elbesparelser, som giver et nettooverskud, selv når der ikke tages hensyn til selve den sparede udgift til elektricitet. De samlede udgifter til elsystemet skal derfor falde fra referencescenariet til scenariet med indførsel af 100% elbesparelser.



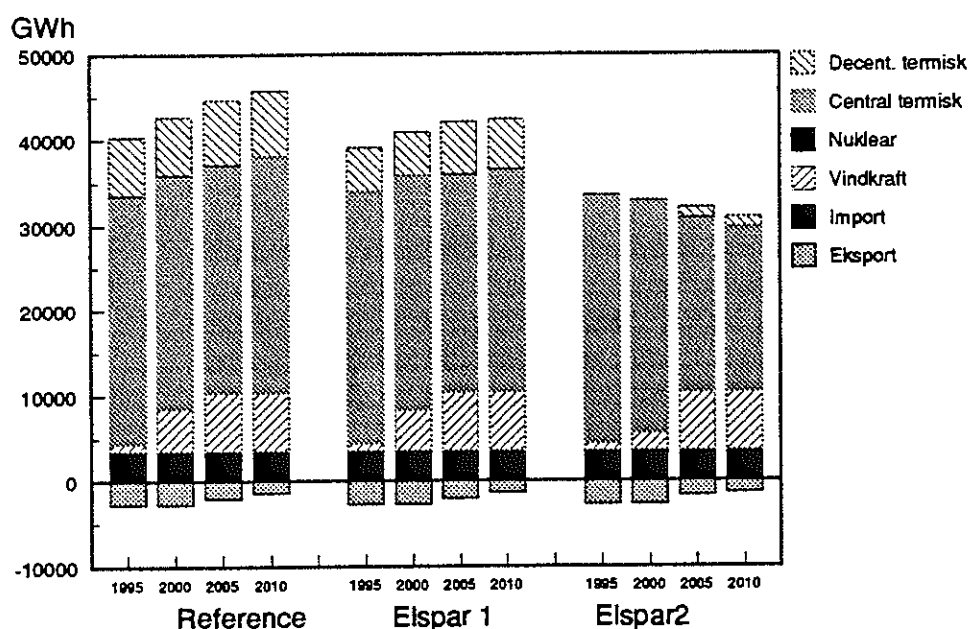
Figur 11.1. Årlige omkostninger for det danske elsystem ved tre scenarier for elforbrugets udvikling

De stigende udgifter til elsystemet i hvert af scenarierne afspejler dels reinvesteringer, der er nødvendige for at kunne fastholde den hidtidige produktion, dels nyinvesteringer, der er nødvendiggjort af et stigende elforbrug og skærpede miljøkrav. I alle tre tilfælde viser søjlerne ressourceanvendelsen i årene 1995, 2000, 2005 og 2010, under forudsætning af en optimal udbygning af elsystemet.

Figur 11.2. viser udviklingen i de fremtidige årlige udgifter til elforsyning i Danmark per kWh. Der regnes kun med fremtidige udgifter, derfor må de gennemsnitlige udgifter i referencescenariet være stigende, fordi ældre anlæg må udskiftes, og stigende efterspørgsel og skærpede miljøkrav kræver nyinvesteringer. De to andre kurver viser marginalomkostninger pr. sparet kWh i de to scenarier med elbesparelser. I starten af perioden ligger marginaludgifterne over gennemsnitsudgifterne, fordi lavere efterspørgsel stiller mindre krav til nyinvesteringer. Kurverne vil løbe sammen mod periodens slutning og vil nærme sig de langtidsmarginale omkostninger for et stabilt system med fremtidens teknologi og miljøkrav.



Figur 11.2. Årets udgifter til elforsyningssystemet per produceret enhed

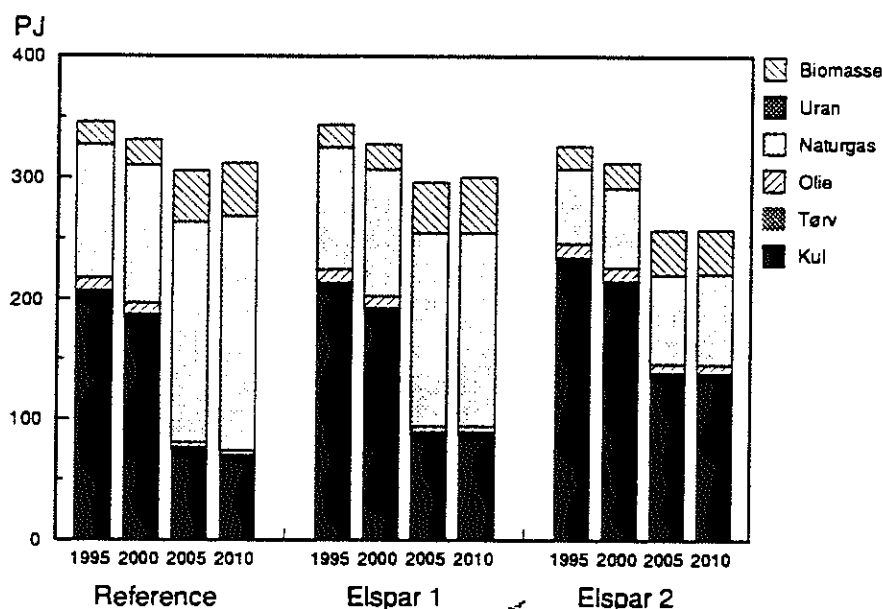


Figur 11.3. Elproduktionens sammensætning i Danmark

Figur 11.3. viser den udvikling i elproduktionen, der svarer til den optimale udbygning. Den optimale udbygning af det danske elsystem i referencescenariet svarer ganske godt til den danske energiplan "Energi 2000", også selvom det ikke har været anvendt som en restriktion som

optimeringen skulle tage hensyn til. Derimod betyder en lavere efterspørgsel at der ikke bliver behov for netop den type anlæg, som "Energi 2000" især er blevet kendt for, d.v.s. især decentrale kraftvarmeanlæg.

Figur 11.4. viser den tilsvarende udvikling i brændselsforbruget.



Figur 11.4. Brændselsforbrug ved optimal eludbygning

Forskellene mellem de nordiske lande

For de øvrige nordiske lande og andre rammebetingelser, d.v.s. især brændselspriser, miljøkrav, diskonteringsrente og omfanget af udenrigshandel, vises resultaterne i form af disse grafer for referencescenariet og scenariet med 100% elbesparelser; mellemliggende scenarier vil føje meget lidt nyt til resultaterne.

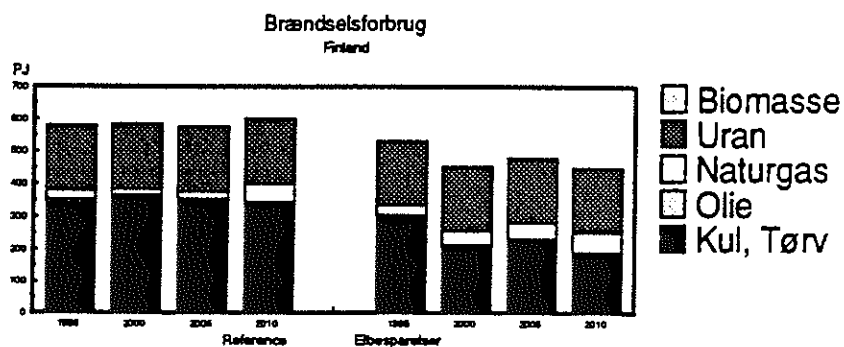
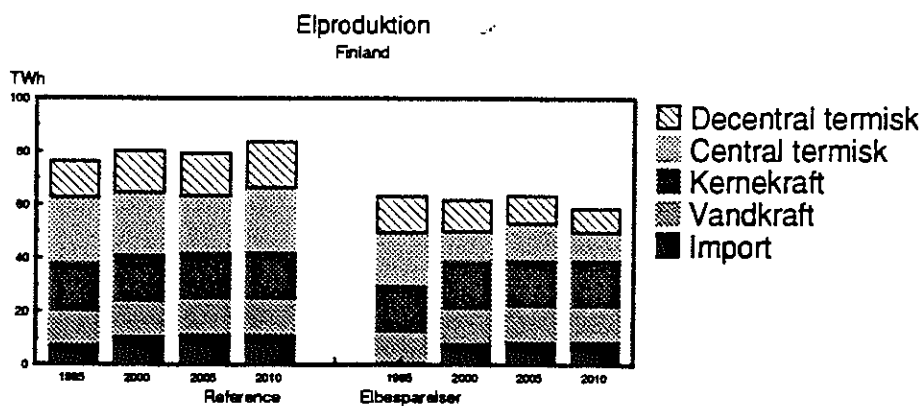
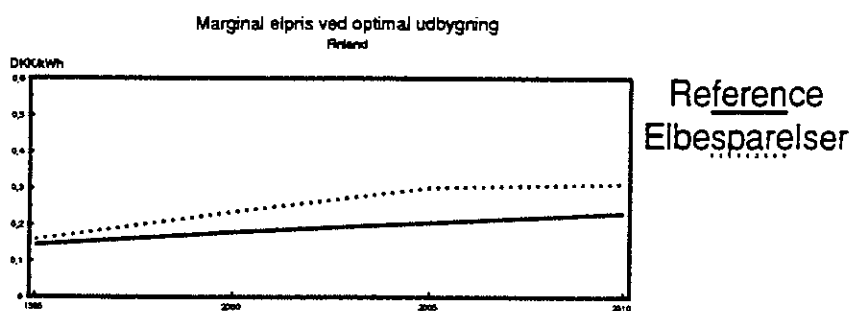
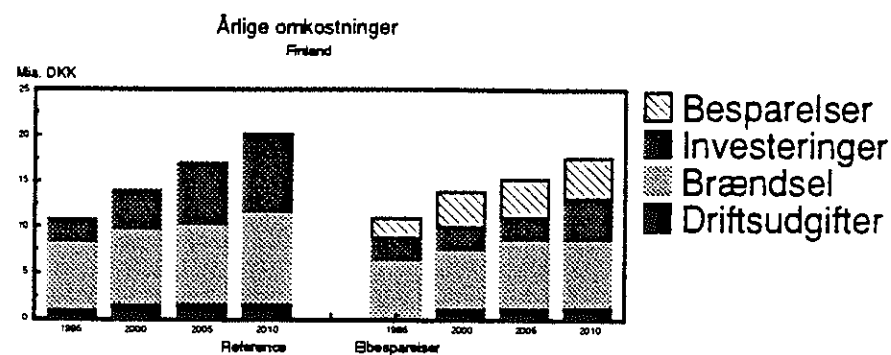
På grund af elsystemernes forskellige struktur i de nordiske lande bliver virkningerne meget forskellige.

I Danmark indebærer en optimal udbygning for at klare en stigende efterspørgsel blandt andet udstrakt anvendelse af decentral kraftvarme fyret med naturgas eller indenlandske brændsler. Dette svarer i princippet til den officielle energiplan "Energi 2000". Elbesparelser svarende til en nogenlunde konstant efterspørgsel frem til 2010 betyder især, at en stor del af denne udbygning ikke bliver nødvendig. Danmark har kraftige transmissionsforbindelser til nabolandene, der i de kommende år vil blive yderligere udbygget, og en stor del af det danske elforbrug er i år med rigelig vandkraft blevet dækket gennem import fra Norge og Sverige. Energibesparelser i de øvrige nordiske lande kan få en væsentlig betydning for import af el til Danmark fra

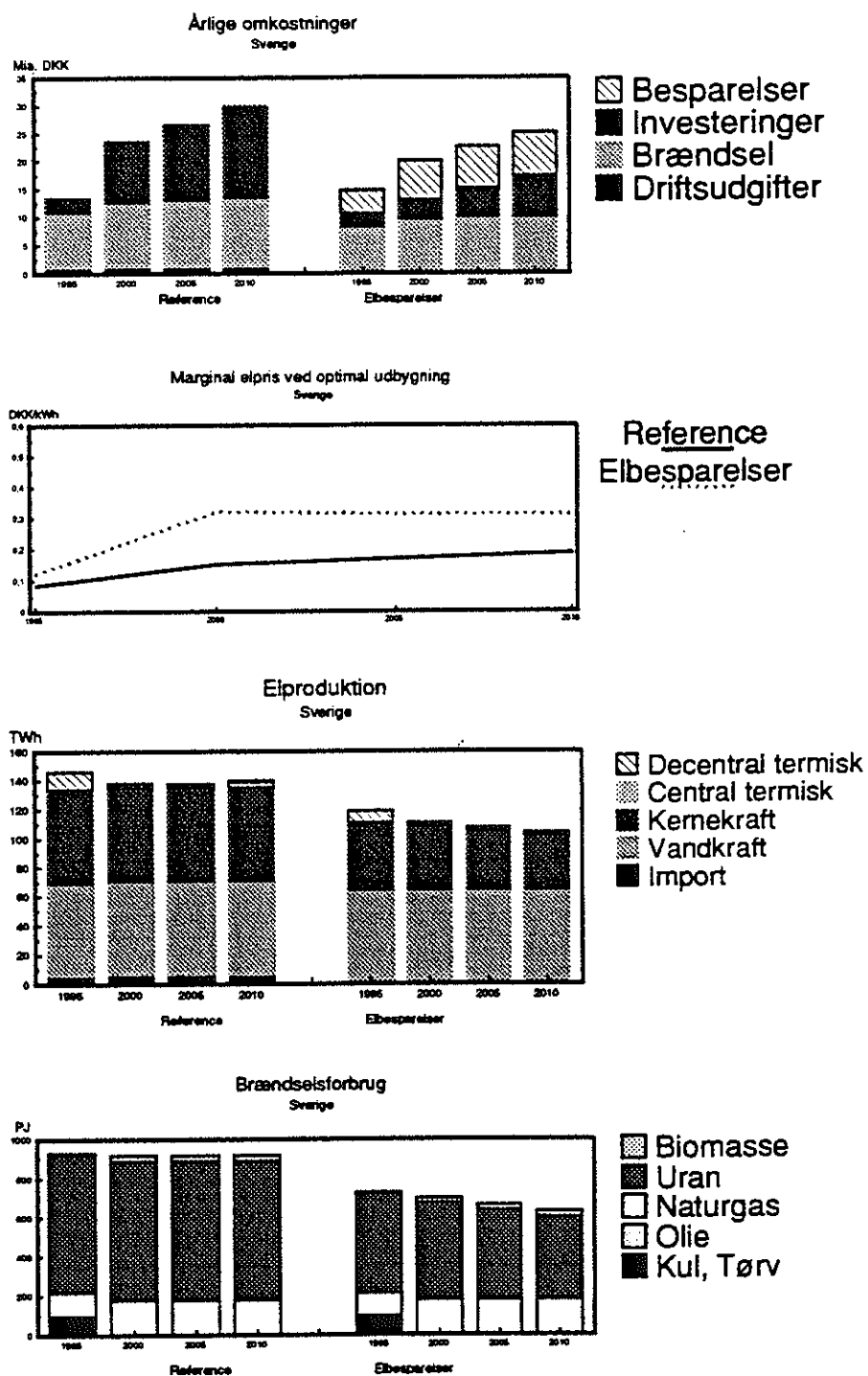
Norge og Sverige og eksport af el til Tyskland.

Nogenlunde tilsvarende forhold gælder i *Finland* med den forskel, at Finland i dag har en meget betydelig elimport fra Rusland og Sverige, og ingen eksport af betydning. Desuden er der ansøgt om tilladelse til opførelse af en femte kernekraftblok, der ville få en produktion svarende til omkring to tredjedele af importen i 1990. Elbesparelser vil reducere importbehovet eller behovet for en udbygning. Konsekvenserne af elbesparelser for den finske udbygning er ikke så entydige som i Danmark. De få beregninger, der er gennemført, tyder på, at systemets optimum er meget følsomt over for små ændringer i forudsætningerne; der er således et meget stort spillerum for andre hensyn end en snæver teknisk-økonomisk optimering af elsystemet. Optimeringen tager ikke stilling til kernekraftudbygningen; derimod viser modellen, at elsystemets optimale driftssituation er meget følsom over for små ændringer i forudsætningerne, da forskellen imellem kernekraftværkernes driftsudgifter og konkurrerende elproduktion er ret lille. I figur 11.5 er resultaterne af modelberegningerne for Finland sammenfattet i fire grafer svarende til figur 11.1-11.4.

I *Sverige* er forholdene afgørende forskellige fra Finland og Danmark på to områder: Besparelspotentialt for elektricitet er væsentligt større, fordi der har været tradition for lavere elpriser, hvilket giver mulighed for substitution, f.eks. fra elkedler til fjernvarme i boligopvarmningen; og den betydelige andel af vandkraft medfører betydelige årlige svingninger i produktionen og dermed stærkt vekslende importbehov eller eksportmuligheder. Elbesparelser vil reducere behovet for en udbygning svarende til de danske planer og vil forskyde handelsmønstret i retning af mindre importbehov eller større eksportmuligheder. Også i Sverige ser optimum ud til at være meget følsomt over for ændringer i modelforudsætningerne. Ligesom i Finland tager optimeringen ikke stilling til eventuelle ændringer i kernekraftkapaciteten. Modelberegningerne for Sverige er sammenfattet i figur 11.6.



Figur 11.5. Modelresultater for Finland



Figur 11.6. Modelresultater for Sverige

Elystemet i Norge er næsten udelukkende baseret på vandkraft, der i modsætning til Sverige er jævnt fordelt i landet og ofte leverer til lokale kraftintensive industrier på langtidskontrakter til lave priser. Besparelspotentialer er meget betydeligt, men vil især bidrage til at øge eksportmulighederne, der imidlertid kun kan udnyttes gennem omfattende investeringer i såvel udlandsforbindelser som det indenlandske transmissionsnet. En sådan udbygning vil udjævne indenlandske priser og generelt hæve priserne i retning af europæisk niveau, hvilket vil være et incitament til yderligere besparelser. Den foreliggende optimeringsmodel egner sig ikke til at beskrive det norske vandkraftsystem; modellen ville beskrive norsk vandkraft under ét og ikke tage hensyn til variationer mellem tørre og våde år. Derimod kan samspillet mellem norsk vandkraft og udlandet med fordel beskrives inden for rammerne af denne model ved at lægge vægt på udlands-transmissionsforbindelser og udlandets konkurrerende produktionsanlæg. Desuden findes der inden for denne modeltradition en omfattende erfaring med teknisk-økonomiske modeller for kraftintensiv industri. Det har ikke tidsmæssigt været muligt at inddrage disse forhold i nærværende opgave.

Island har adgang til naturgivne kraftressourcer, der langt overstiger landets eget behov. Disse ressourcer kan udnyttes gennem eksport fra en kraftintensiv industri, der først må opbygges, eller ved anlæg af transmissionsforbindelser til resten af Europa. Elbesparelser vil alene medføre en meget beskeden forøgelse af den kraft der vil være til rådighed til disse formål. I lighed med Norge kan samspillet mellem eludbygning, kraftintensiv industri og eksport af elektricitet belyses inden for rammerne af optimeringsmodellen.

Øget eksportpotentiale fra vandkraftområderne

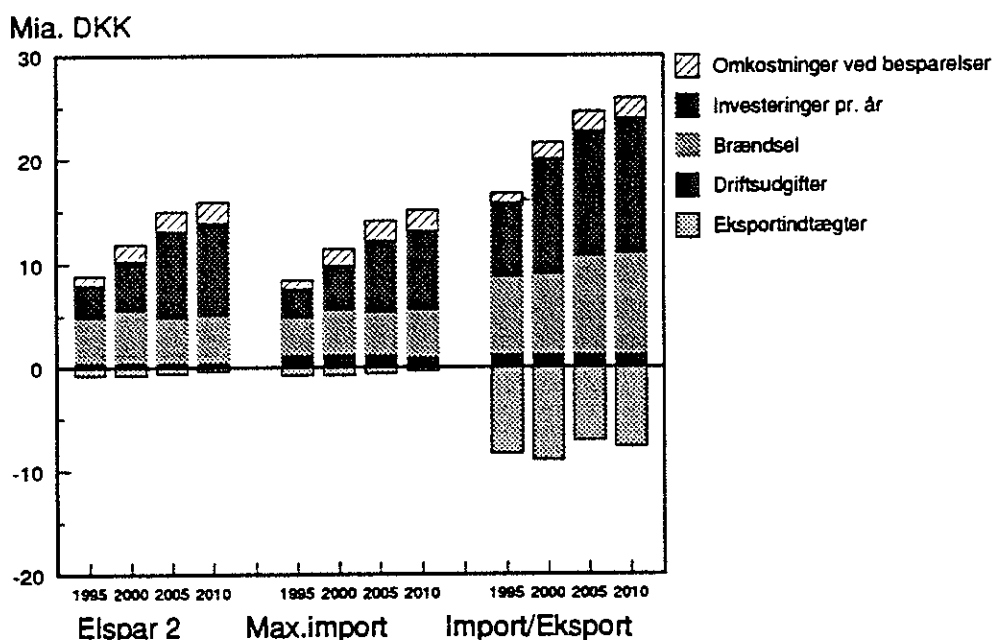
Elbesparelser i Sverige og ikke mindst i Norge vil især resultere i et øget eksportpotentiale - eller i tørre år et reduceret importbehov. Mulige konsekvenser heraf kan illustreres ved hjælp af optimeringsmodellen ved at gentage beregningerne for det danske elsystem med andre forudsætninger vedr. import og eksport.

Som udgangspunkt vælges scenariet "Elspar 2", hvor alle elbesparelser er medtaget sammen med de investeringer på forbrugssiden, der er nødvendige for at opnå besparelserne. Dernæst opstilles to yderligere scenarier, "Max. import" og "Import/eksport", hvor fysiske begrænsninger i overførselskapacitet ikke er effektive hindringer for import fra Norge og Sverige. I det første tilfælde regnes der ikke med yderligere efterspørgsel fra mulige eksportmarkeder i Tyskland. I det andet tilfælde er denne efterspørgsel "ubegrænset", men vil kunne dækkes enten fra nordisk elproduktion via Danmark eller kulfyrede kondensværker i Tyskland. I denne simple modelformulering er valget af import- og eksportpriser afgørende for resultaterne. Der er her valgt en fast importpris på 15 øre per kWh, der især skal repræsentere en korttids marginalpris på vandkraft. For eksport er der valgt brændsels-

udgifterne til kulkondens med et tillæg på 15 øre per kWh til kapitaludgifter m.v., således at eksportprisen dækker langtids marginalomkostningerne.

For at forenkle modelberegningerne er emissionsbegrænsningerne fra det danske elsystem fastholdt uændrede, d.v.s. faldende kvoter for både SO₂, NO_x og CO₂. Scenarierne indeholder heller ingen forudsætninger om omkostninger ved etableringen af nye transmissionsforbindelser eller optimering af udbygningen af disse forbindelser; men modelberegningerne illustrerer at forudsætninger om muligheder for international handel vil have en væsentlig indflydelse på den optimale udbygning af elsystemet.

I figur 11.7 er den første serie af søjler en gentagelse af den sidste serie fra figur 11.1. I den næste serie af søjler er modelbegrænsningerne på import fra Sverige og Norge ophævet, og i den sidste serie af søjler er der desuden forudsat en betydelig efterspørgsel fra Tyskland eller Centraleuropa iøvrigt.

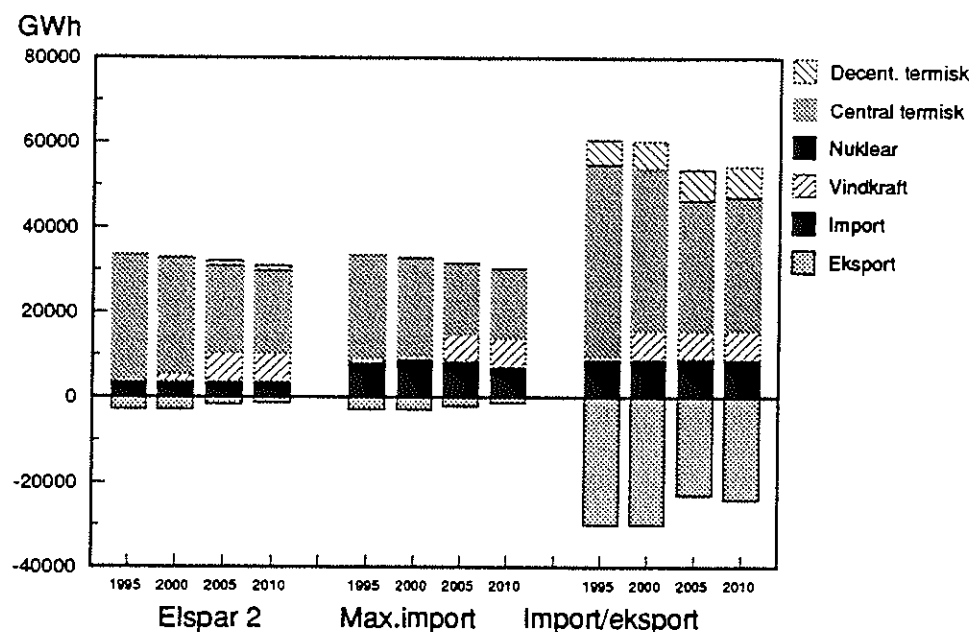


Figur 11.7. Årlige omkostninger for det danske elsystem ved tre scenarier for omfanget af elimport og -eksport

De ændrede forudsætninger for import og eksport ser ud til at ville få en meget kraftig virkning på den optimale udvikling af det danske elsystem. Øgede importmuligheder reducerer behovet for investering i ny kapacitet. Omvendt medfører øget eksportefterspørgsel behov for omfattende yderligere investeringer.

Elproduktionens sammensætning som følge af de ændrede forudsætninger er vist i figur 11.8. Elbesparelserne havde reduceret behovet for især decentral kraftvarme, og øget import vil derfor især reducere

produktionen på centrale værker. Øget efterspørgsel til eksport betyder derimod både en forøgelse af den centrale produktion og en udnyttelse af potentialet for decentral kraftvarme.

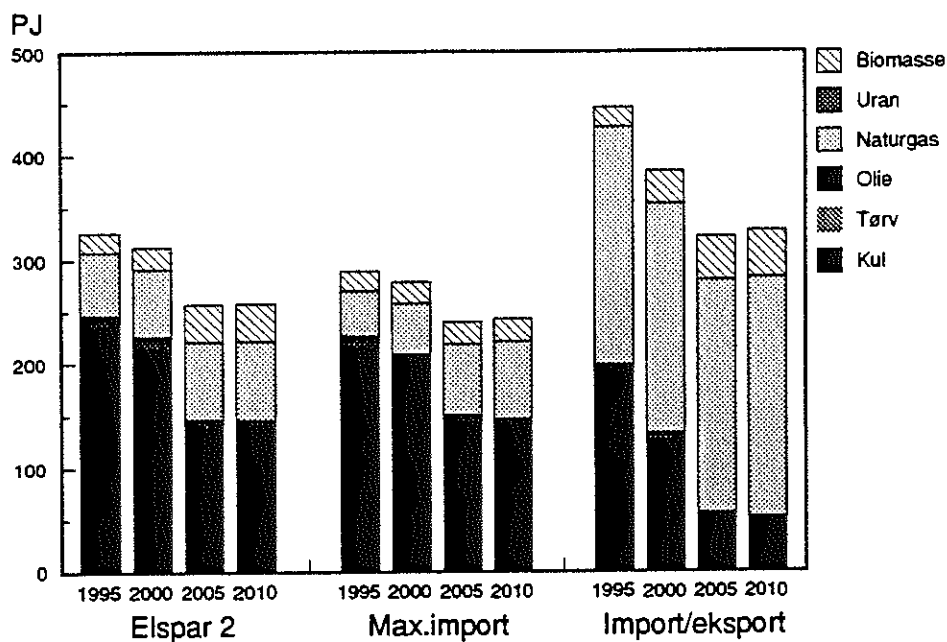


Figur 11.8. Elproduktionens sammensætning i Danmark afhængigt af elimport og -eksport.

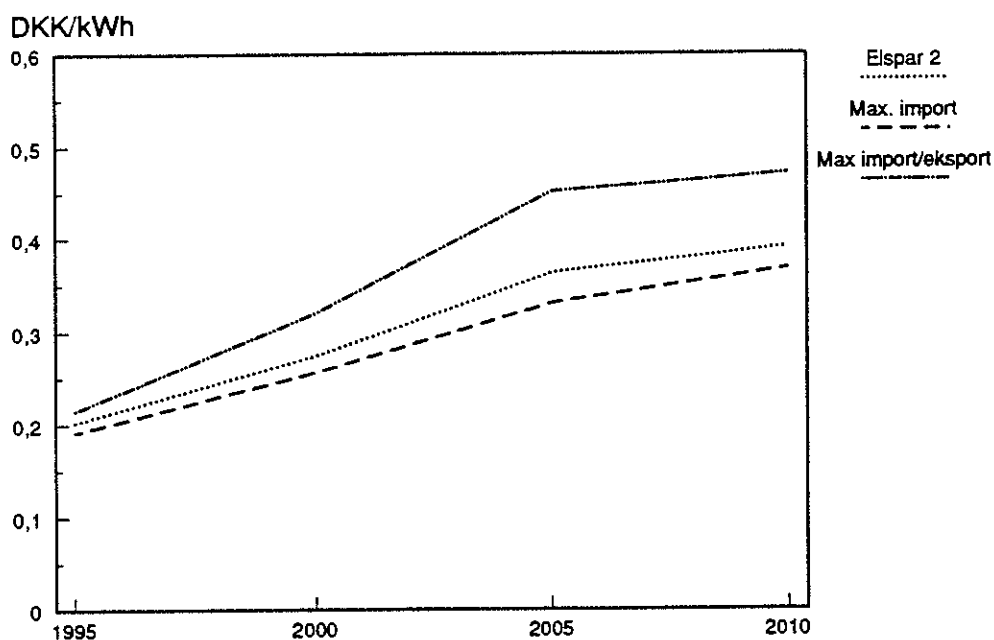
Brændselsforbrugets sammensætning, der er vist i 11.9, afspejler ligesom figur 11.4, at alle scenarier har fælles og faldende emissionsbegrænsninger gældende for emissioner fra anlæg Danmark. Mere import af el giver således mulighed for et større forbrug af kul, mens en omfattende produktion til eksport her vil medføre, at det er nødvendigt at skifte fra kul til gas for at begrænse CO₂-emissionerne.

Figur 11.10 viser de mulige konsekvenser for den gennemsnitlige pris for el for de danske forbrugere. Øget import af ret billig strøm fra de øvrige nordiske lande fører naturligt nok til lavere gennemsnitspriser. Derimod kan øget eksport godt føre til højere løbende forbrugerpriser. Dette er en følge af, at den øgede efterspørgsel kræver større investeringer i nye anlæg. Højere priser på el til eksport vil sænke udgiften per forbrugt kWh i Danmark.

På lidt længere sigt vil elbesparelser i Norge og Sverige kunne give tilsvarende muligheder for import til Finland og eksport fra Finland til Rusland og Estland.



Figur 11.9. Brændselsforbrug ved optimal eludbygning i Danmark afhængigt af elimport og -eksport.



Figur 11.10. Årets udgifter til elforsyningssystemet per forbrugt enhed i Danmark afhængigt af elimport og -eksport.

Sammenfatning af modelresultaterne for forsyningssiden

Sammenfattende argumenterer resultaterne af modelberegningerne for, at elbesparelser i de nordiske lande vil medføre, at nye - især decentrale - anlæg bliver mindre rentable, ikke mindst fordi kravene til emissionsbegrænsninger bliver mindre tyngende. En kraftig vækst i eksporten til lande med højere produktionsomkostninger for elektricitet kan imidlertid ændre dette forhold.

Sammenhængen mellem elbesparelser og eludbygning i de nordiske lande er således langt fra entydig. En yderligere belysning heraf fås ved anvendelse af den foreliggende model med andre forudsætninger eller ved sammenkædning af modellerne for de forskellige lande, hvorved det tillige bliver muligt at medtage en udbygning af transmissionsforbindelserne i modellen. Sådanne mere omfattende modelstudier af forsyningssystemet falder uden for sigtet med denne opgave.

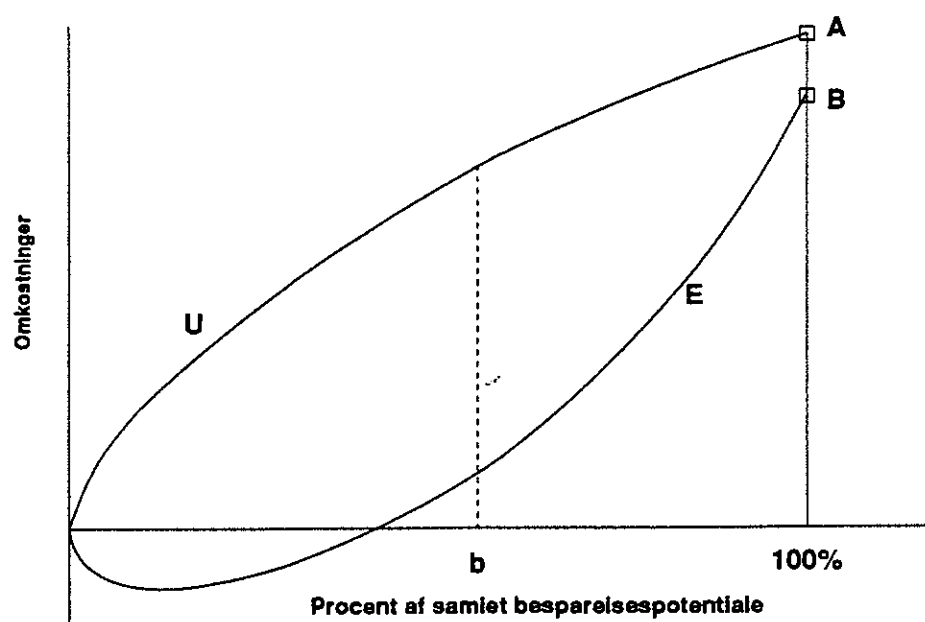
Elsystemerne i Norge og Sverige er under omstrukturering i retning af mere markedsprægede forhold. En lignende udvikling er startet i EF med vedtagelsen af transitdirektiverne for el og gas og er fortsat med Kommissionens initiativer med hensyn til tredjepartsadgang til nettene for større kunder, i lighed med de regler der allerede er indført i flere nordiske lande. Denne udvikling vil få stor betydning som incitament til elbesparelser og udnyttelse af de opnåede besparelser til reduktion af den dyreste og mest miljøbelastende elproduktion uanset selskabsområder og landegrænser. Udviklingen af EF's indre marked for energi og betydningen for nordisk energipolitik er behandlet i et andet projekt under Nordisk Ministerråds Energimarkedsgruppe (ref. 34).

11.2. Sammenligning af omkostninger

I figur 11.11 er opstillet en referenceramme for sammenligningen af omkostninger på elsystemets udbudsside og efterspørgselsside. Kurven E angiver omkostningerne ved en optimal indførelse af elbesparende teknologier - d.v.s. de teknologier, der har den laveste pris pr. sparet kWh, indføres først.

Omkostningerne ved indførelse af elbesparende teknologier på efterspørgselssiden er karakteriseret ved en betydelig "free lunch". Hermed menes, at der eksisterer teknologier, der er elbesparende i forhold til de anvendte teknologier, og som samtidig er billigere end den gennemsnitligt anvendte teknologi på det betragtede område. Eksempler på sådanne teknologier er ifølge teknologikataloget (ref. 32) vaskemaskiner og kombiskabe på husholdningsområdet, og ifølge "Energi 2000" (ref. 25) belysning inden for handel og service (overgang fra glødelamper til lysstofrør). Som følge af disse "free lunches" har omkostningskurven E først en negativ hældning, hvorefter den begynder at vokse med større og større positiv hældning, eftersom de introducerede teknologier bliver mindre og mindre besparelseseffektive.

I figur 11.12 og 11.13 er vist omkostningskurver for privat handel og service og husholdningsapparater for Danmark. I begge figurer måles besparelspotentialt (første-aksen) i tilbagediskonteret sparet kWh i forhold til grundforløbet i perioden 1990-2010. 100% svarer til maksimal udnyttelse af besparelspotentialerne i hele perioden. Omkostningerne (anden-aksen) er beregnet som de samlede tilbagediskonterede investeringer i ny teknologi, fratrukket de tilsvarende omkostninger i grundforløbet. Ved tilbagediskonteringerne er kalkulationsrenten 5% benyttet. I begge figurer ses det, at over 50% af elbesparelspotentialt kan gennemføres uden omkostninger.



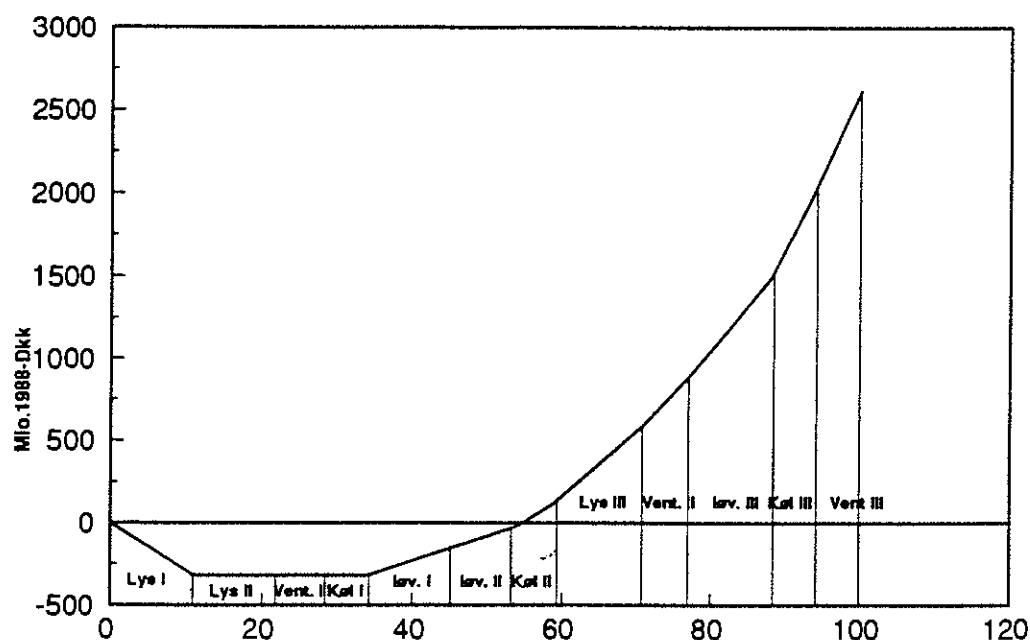
Figur 11.11. Sammenligning af omkostninger på elsystemets udbuds- og efterspørgselsside

Kurven U i figur 11.11 angiver de økonomiske besparelser i elforsyningssystemet, hvis forsyningssystemet tilpasses en lavere elproduktion. Systemet er underlagt en række miljørestriktioner, og det må derfor forventes, at det samlede forsyningssystem udviser aftagende skaleafkast, idet en udvidelse af elproduktionen vil ske med nyere miljøvenlige teknologier med højere gennemsnitsomkostninger. Dette er forklaringen på U-kurvets krumning.

Det optimale besparelsesniveau findes, hvor afstanden mellem de to kurver er størst. Dette gælder ved besparelsesprocenten b i figur 11.11. En præcis beregning af den samfundsoptimale besparelsesprocent er ikke udført, idet det ikke har været muligt at danne sig et skøn over omfanget af "free lunch" inden for industrien. Krumningen på E-kurven har derfor ikke kunnet bestemmes.

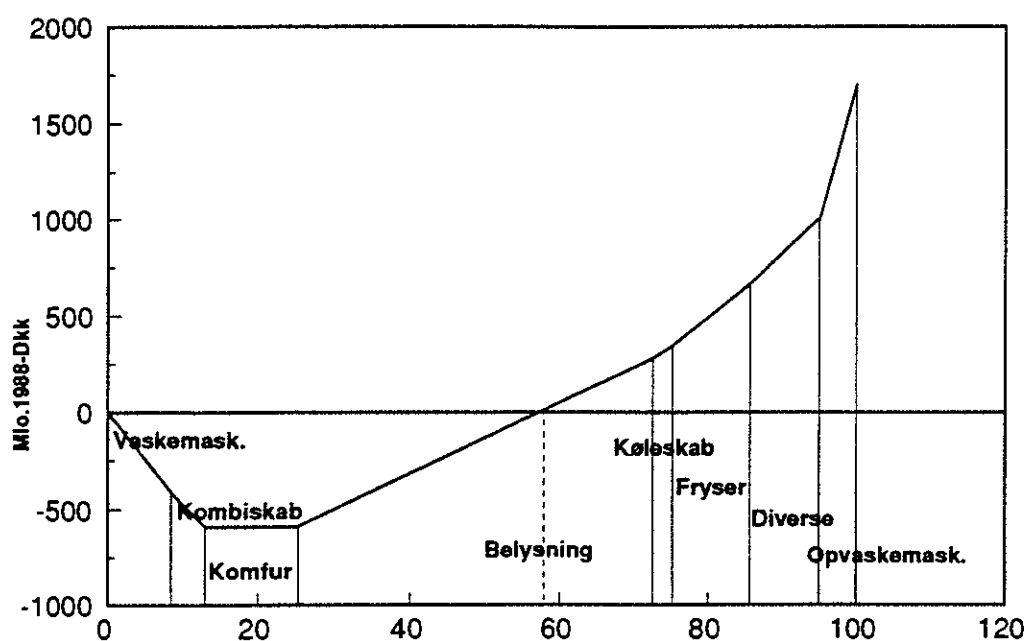
Et skøn over besparelsemulighedernes rentabilitet kan fås ved at

betragte afstanden A-B i figur 11.11. Det kan tages som udtryk for meget gode besparelsesmuligheder, hvis forsyningssystemets besparelser ved 100% udnyttelse af besparelspotentialerne er højere end efterspørgselssystemets elbesparelsesomkostninger. Det vil sige, hvis punktet A ligger over punktet B. En vurdering af afstanden A-B er foretaget for Finland, Sverige og Danmark.



Figur 11.12. Omkostningskurve for privat handel og service. Danmark.

De samlede tilbagediskonterede omkostninger på forsyningssiden er opgjort med og uden inddragelse af terminalværdi. Terminalværdien udgør den tilbagediskonterede værdi af det kapitalapparat, der eksisterer i år 2010. Udbudsmodellen optimerer ved at minimere de samlede omkostninger minus terminalværdien, hvorved der fås et udtryk for omkostningerne i den betragtede periode 1990-2010. Med inddragelse af terminalværdien inddrages udviklingen efter terminaltidspunktet 2010. Resultaterne er vist i tabel 11.1 og 11.2.



Figur 11.13. Omkostningskurve for husholdningsapparater. Danmark.

Tabel 11.1. Vurdering af elbesparelsesgevinst.

	1	2	3	4	5 (A-B)
Danmark	137.4	89.6	47.8	14.8	33.0
Sverige	185.4	100.2	85.2	70.1	15.1
Finland	132.7	87.1	45.6	38.5	7.1

Note : (1) Forsyningssystemets samlede omkostninger i grundforløbet. Mia. 1988-DKK, tilbagediskonteret til 1990. (2) Forsyningssystemets samlede omkostninger i forløbet hvor besparelsespotentialet udnyttes 100%. Mia. 1988-DKK, tilbagediskonteret til 1990. (3) Differens mellem 1 og 2. (4) Samlede omkostninger forbundet med gennemførelsen af 100% besparelsespotential. Mia. 1988-DKK. Beregnet i efterspørgselsmodellen. (5) Vurdering af elbesparelsesgevinst (afstanden A-B i fig. 11.7.). Differens mellem 3 og 4.

Tabel 11.2. Vurdering af elbesparelsesgevinst. Terminalværdi fratrukket.

	1	2	3	4	5 (A-B)
Danmark	103.1	70.4	32.7	14.8	17.9
Sverige	137.6	86.2	51.4	70.1	-18.7
Finland	113.7	78.4	35.3	38.5	-3.2

Note : Som i tabel 11.1.

Kolonne 4 viser de samlede omkostninger forbundet med en 100% udførelse af det totale besparelspotentiale (mia. tilbagediskonterede 1988-DKK.). Disse omkostninger er beregnet i efterspørgselsmodellen. Forskellene i denne størrelse mellem de tre lande svarer stort set til forskellene i de tre landes elforbrug.

Kolonne 3 beskriver de økonomiske besparelser i forsyningssystemet ved en overgang fra basisforløbet til 100%-besparelsesforløbet. Disse er beregnet som forskellen mellem forsyningssystemets samlede omkostninger i grundforløbet (kolonne 1) fratrasket de samlede omkostninger i besparelsesforløbet (kolonne 2).

Danmark har i forhold til de to andre lande store økonomiske besparelsemuligheder på udbudssiden. Dette skyldes for det første at Danmark i højere grad end Sverige og Finland er bundet af emissionsbegrænsninger (bl.a. fordi Danmark ikke har vandkraft). Af andre årsager kan nævnes, at der i Danmark kan spares udbygning med dyre decentrale kraftvarme værker, når elefterspørgslen falder, og at graden af substitution fra kul til gas kan mindskes.

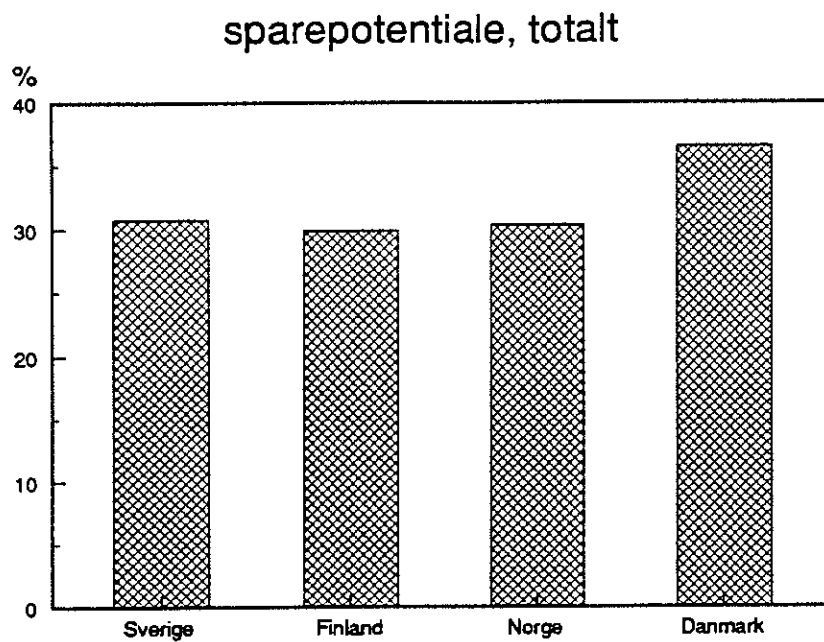
I kolonne 5 er elbesparelsegvinsten (afstanden A-B i figur 11.11) beregnet som de økonomiske besparelser på forsyningssiden forbundet med gennemførelsen af besparelspotentialet (forskellen mellem kolonne 3 og 4) og omkostningerne på efterspørgselssiden. Det ses af tabel 11.1, at hvis teminalværdien ikke inddrages, har alle tre lande en økonomisk gevinst ved en indførelse af 100% elbesparelser. Den årlige gennemsnitlige gevinst i perioden 1990-2010 kan beregnes til 2.7 mia. dkr. for Danmark, 1.2 mia. dkr. for Sverige og 0.6 mia. dkr. for Finland. Fratrækkes teminalværdien, ses det af tabel 11.2, at elbesparelsegvinsten reduceres.

11.3. Besparelspotentialer

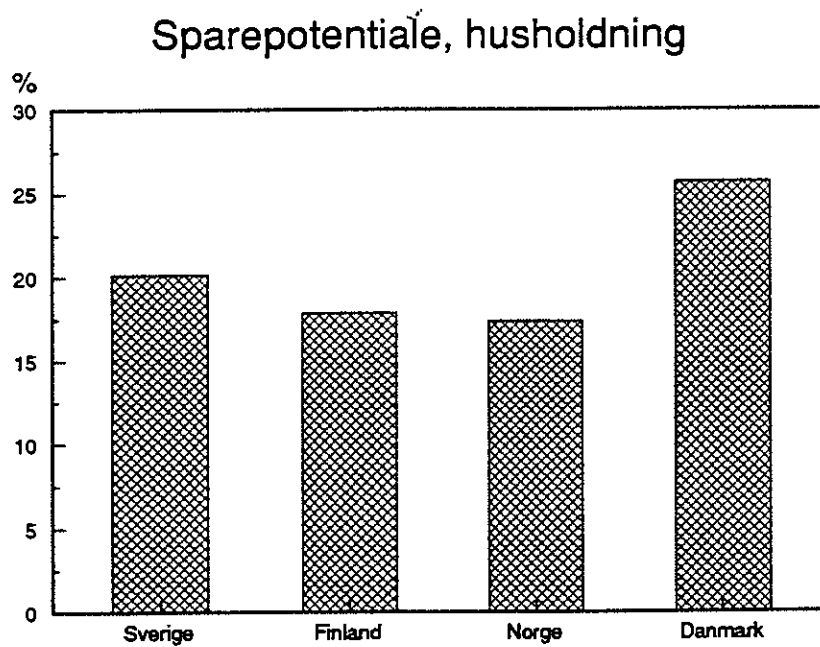
Det totale besparelspotentiale i år 2010 ved indførsel af den bedst solgte teknologi i år 2010, BST_{2010} for alle apparater inden for såvel husholdning, industri som handel og service fremgår af figur 11.14. Figuren viser det totale besparelspotentiale for Sverige, Finland, Norge og Danmark.

Danmark står på figuren klart frem med det største besparelspotentiale på 36,5%. De øvrige lande har procentvis nogenlunde samme besparelspotentiale totalt, idet Sverige har et besparelspotentiale på 30,7%, mens Norge og Finland har besparelspotentialer på henholdsvis 30,4% og 29,9%.

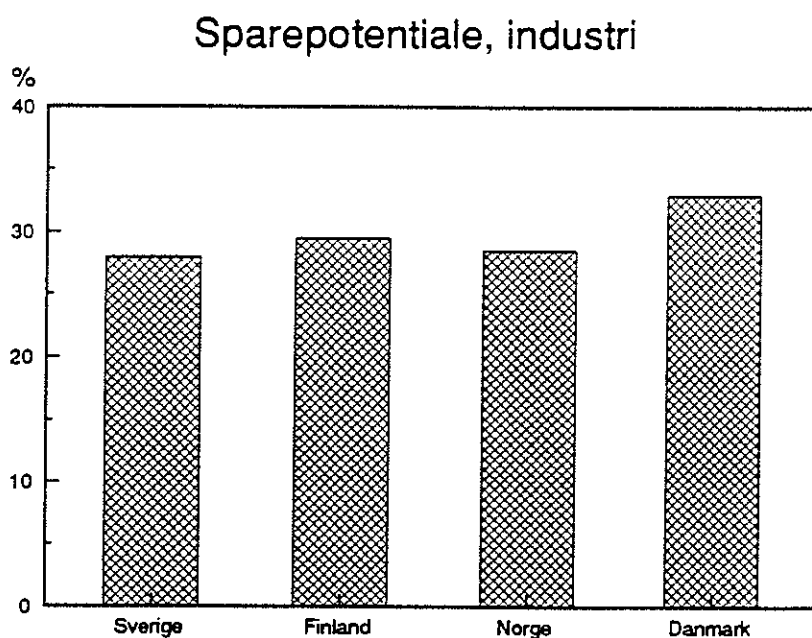
Selvom det totale besparelspotentiale for Sverige, Norge og Finland ligger meget tæt på hinanden, kan besparelspotentialerne inden for de forskellige sektorer godt variere. Dette fremgår af figur 11.15 og 11.16. Den procentvise sektorfordeling af elforbruget er afgørende for det totale besparelspotentiale, og denne sektorfordeling varierer fra land til land som vist tidligere i figur 10.1 - 10.4.



Figur 11.14. Totalt besparelspotentiale for de nordiske lande, år 2010.



Figur 11.15. Besparelspotentiale inden for husholdning, år 2010.



Figur 11.16. Besparelsespotentiale inden for industri, år 2010.

Figur 11.15 viser besparelsespotentialét i år 2010 for hvert land inden for husholdningssektoren. Danmark har det største besparelsespotentiale på 25,7%. Sverige har et besparelsespotentiale på 20,2%, mens Finland og Norge ligger meget tæt på hinanden med besparelsespotentialer på henholdsvis 17,9% og 17,4%.

Den parameter inden for husholdningssektoren, der varierer mest fra land til land, er elopvarmningen. Elvarme er mest udbredt i Finland og Norge, og udgør her en meget større procentdel af det samlede elforbrug inden for husholdningssektoren end for Sverige og Danmark. I Sverige er der i dag en del husstande med elvarme, men elopvarmningen forventes i prognosen at falde som følge af stigende elpriser. I Danmark har kun et mindretal af husstandene elvarme. Besparelsespotentialét inden for elvarme er meget lille, da der i modellen kun spares elvarme ved isolering af ældre uisolerede huse, hvilke kun udgør en mindre del af husbestanden. Besparelsespotentialét inden for husholdningen er derfor størst i Danmark, idet andelen af elvarme af det totale elforbrug her er mindst.

Besparelsespotentialét for år 2010 inden for industrisektoren fremgår af figur 11.16. Danmark har også her det største besparelsespotentiale med 32,9%, Finlands er på 29,5% og Norge på 28,5%. Sverige har det mindste besparelsespotentiale på 27,9%.

Elforbruget inden for industrisektoren er delt op på forskellige brancher som eksempelvis landbrug, næringsmidler, kemi, metal etc. Den procentvise sammensætning af brancher varierer fra land til land. Ligeledes varierer sammensætningen af teknologier med hver deres elbesparelsespotentiale inden for hver branche. Dette resulterer i

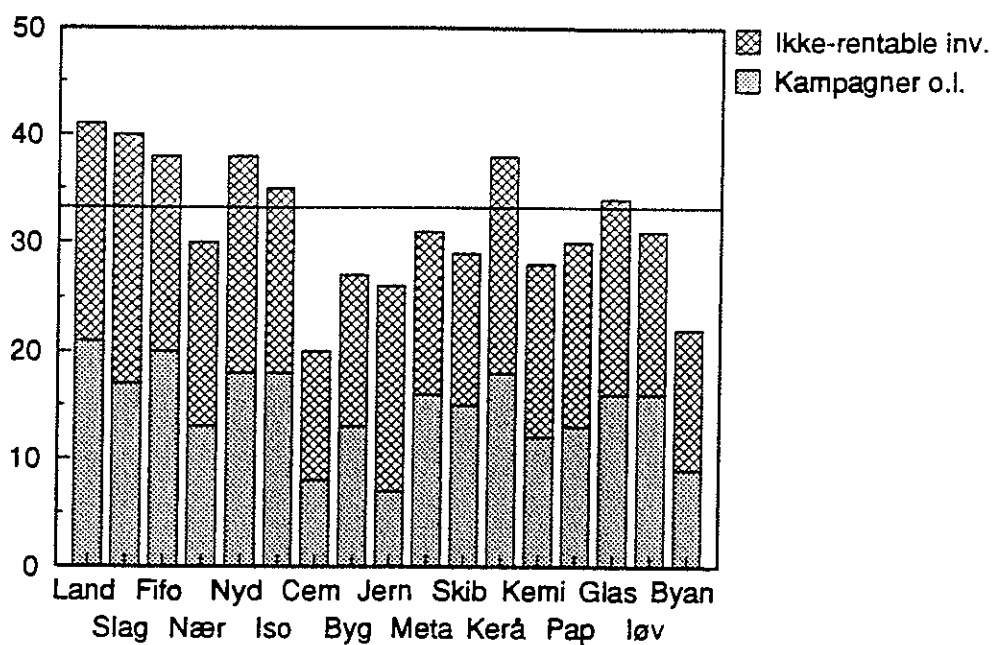
forskellige besparelspotentialer totalt inden for industrien for de nordiske lande.

De specifikke besparelspotentialer fordelt på brancher i industrien i Danmark og Sverige er vist på figur 11.17-11.18. Den procentvise sammensætning af elforbruget på brancher fremgår af figur 11.19-11.20.

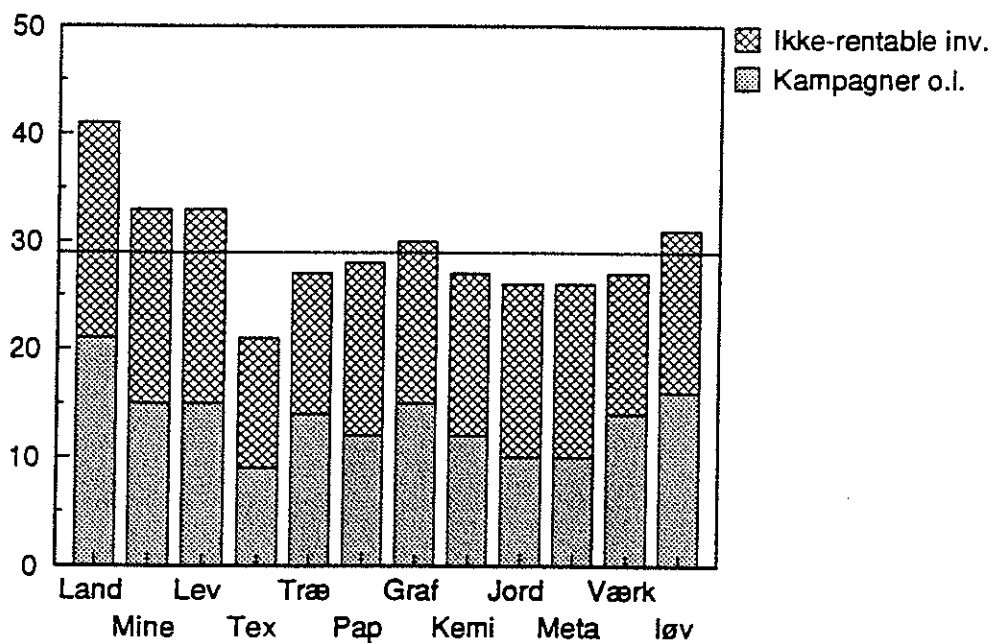
Som det fremgår af figurene, er brancheopdelingen for Danmark og Sverige forskellig. Nogle af brancherne er dog de samme for begge lande og umiddelbart sammenlignelige, eksempelvis metalbranchen. Besparelspotentialet for denne er for Danmarks vedkommende omkring 31%, mens det for Sveriges vedkommende er 26%. Dette skyldes, at fordelingen på teknologier inden for metal er forskellig for Sverige og Danmark.

For Danmarks vedkommende er det brancherne landbrug (LAND), fiskemel og foderstoffer (FIFO), næringsmidler (NÆR), metal (META) og den kemiske industri (KEMI), der har størst elforbrug. Ses på de specifikke besparelspotentialer for disse brancher, figur 11.17-11.18, har alle på nær kemi et besparelspotentiale på over 30%. Vægtningen brancherne imellem resulterer i det samlede, relativt høje sparepotentiale for Danmark på 32,9%.

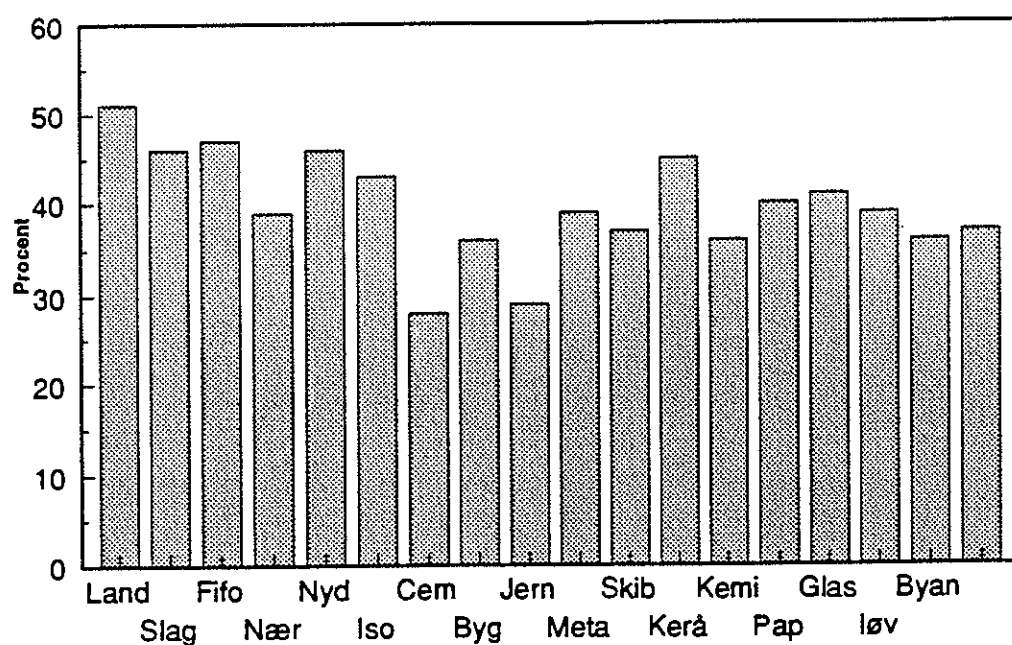
Sverige er det land, der har det laveste besparelspotentiale inden for industrien. Som det fremgår af figur 11.19-11.20, er det her brancherne papir og pap (PAP), kemi (KEMI), metal (META) og værkstedsindustri (VÆRK), der repræsenterer omkring 78% af det samlede elforbrug inden for industrien. Disse brancher har alle et besparelspotentiale, der ligger lavt, og trækker således det samlede besparelspotentiale for den svenske industri nedad.



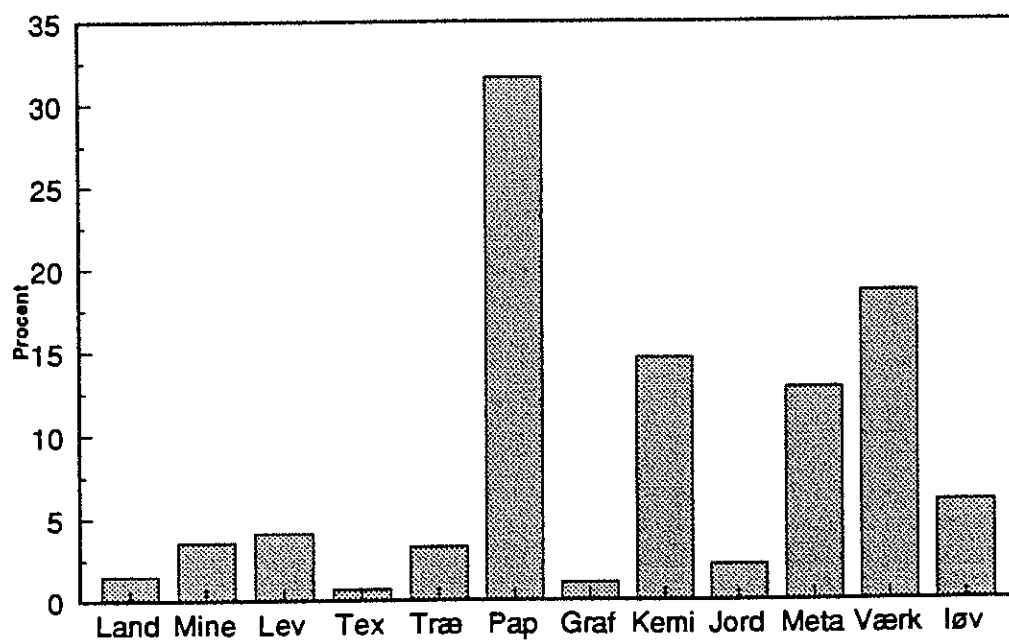
Figur 11.17. Specifikke besparelspotentialer fordelt på brancher inden for industrien for Danmark for år 2010.



Figur 11.18. Specifikke besparelspotentialer fordelt på brancher inden for industrien for Sverige for år 2010.



Figur 11.19. Procentvis branchefordeling inden for industrien for Danmark for år 2010.



Figur 11.20. Procentvis branchefordeling inden for industrien for Sverige for år 2010.

Referencer

1. Nordel årsberetning 1990. Nordel, 1991.
2. ENERGI 2000, handlingsplan for en bæredygtig udvikling. Energi-ministeriet, april 1990.
3. Statusrapport vedrørende ELKRAFT's anlægsplan 1987. ELKRAFT, august 1988.
4. Datagrundlag 89 for ELSAM's udvidelsesplan. ELSAM, april 1989.
5. Elforsyningens tiårsoversigt 1979-88. Danske Elværkers Forening, december 1989.
6. Energiplanlægning 1988: Statusnotat. Energiministeriet, 1989.
7. Moe, Niels. Energiplanlægning: Lokalt, regionalt og på landsplan. Nordisk Ministerråd, 1987.
8. Vores fælles fremtid: Brundtland-kommissionens rapport om miljø og udvikling (Brundtland-rapporten). FN-forbundet og Mellem-folkeligt Samvirke, 1988.
9. Nordisk seminar om effektivisering av kraftmarkedet, 27-28 august 1990, Sandefjord, Norge.
10. Nordel årsberetning 1988. Nordel, 1989.
11. Grohnheit, P.E. Economic interpretation of the EFOM model. Energy econ. 1991, v. 13, s. 143-52.
12. Kirkegaard, P.; Lang Rasmussen, O. LINPROG: A linear-programming code developed at Risø. Risø-M-2797. Risø National Laboratory, Roskilde, 1990.
13. Van der Voort, E.; Donni, E.; Thonet, C.; Bois d'Enghien, E.; Dechamps, C.; Guilmot, J.F. Energy supply modelling package EFOM-12 C Mark I: Mathematical description. CA-BAY, Louvain-la-Neuve, for the Commission of the European Communities, 1984.

14. Energy and Environment - Methodology for the Assessment of Acid Pollution in Europe. JOULE Programme. Commission of the European Communities, Brussels 1990.
15. Boligsektorens elbelastning - Videregående analyse i fortsættelse af TR 222. DEFU-TR-233. Danske Elværkers Forenings Udredningsafdeling, 1985.
16. Grohnheit, Poul Erik; Nielsen, Hans Hoier; Sørensen, Henrik. EF's indre marked og nordisk energipolitik. Nordiske Seminar- og Arbejdsrapporter, 1992:561. Nordisk Ministerråd, København, 1992
17. Brundtland-scenariemodellen - BRUS: Baggrundsrapport nr. 7 til ENERGI 2000. Udarbejdet for Energistyrelsen af Risø, Afdelingen for Systemanalyse, marts 1990.
18. Energistatistikk 1990. Norges Offisielle Statistikk B 995. Statistisk Sentralbyrå, Oslo-Kongsvinger 1991.
19. European Marketing Data & Statistics 1979/80. Euromonitor Publications Ltd., London, UK.
20. Procesenergiforbrug og besparelsesmuligheder: Baggrundsrapport nr. 2 til ENERGI 2000. Udarbejdet for Energistyrelsen af Risø, Afdeling for Systemanalyse, marts 1990.
21. Lange, M.; Steensen, P.; Kjellerup, M. Byfornyelse og energibesparende foranstaltninger: En sammenfatning af muligheder for gennemførelse af energibesparende foranstaltninger og solvarmeudnyttelse i forbindelse med bygningsrenovering. Dansk Teknologisk Institut, Energiteknologi, september 1990.
22. Electricity Forecast for Iceland 1985-2015. OS Orkustofnun, Energy Forecast Committee, Reykjavik, august 1985.
23. Energiprognose for Norge fram til år 2000. EFI Sintef Gruppen, Energiforsyningens Forskningsinstitut A/S, januar 1991.
24. Finnish Energy Economy up to 2025 - some development paths. Executive summary. KTM series B:74. Ministry of Trade and Industry, Energy Department, Helsinki, juni 1990.
25. Energiforbrug i bygninger: Baggrundsrapport nr. 1 til ENERGI 2000. Udarbejdet for Energistyrelsen af Arbejdsgruppen om energiforbrug i bygninger, marts 1990.
26. Elpriser och svensk industri - struktur, sysselsättning, styrmedel. Statens energiverk, Stockholm, 1988.

27. Miljöanpassade energiscenarier - Sverige 2015. Bilaga 1 til statens energiverks och statens naturvårdsverks utredning Ett miljöanpassat energisystem. Statens energiverk, Stockholm, 1989.
28. Sandbjerg, Eje. Framtida energianvändning i bostäder och lokaler. Underlag til statens energiverks och naturvårdsverks utredning om Ett miljöanpassat energisystem. Statens energiverk, Stockholm, 1989.
29. Elprognos för år 2000. Huvudrapport. KRAFTSAM, Stockholm, januar 1990.
30. Energitilastot 1990. Energistatistik 1990. Handels- och Industriministeriet, Energiavdelingen, Helsingfors, 1991.
31. Prognose for boligsektorens elforbrug og elbelastning 1985-2000. DEFU-TR-240. Danske Elværkers Forenings Udredningsafdeling, Lyngby, maj 1986.
32. Miljö och energi i Norden, energiscenarier för år 2010, bilag 2, Teknologikataloget. Fysisk Laboratorium III, Danmarks Tekniske Højskole, september 1990.
33. The book of European Forecasts. Euromonitor, London, 1992.

Bilag A: Model for elefterspørgsel og -besparelser

Modellen for elefterspørgsel og elbesparelser er opbygget med en detaljeringsgrad bestemt af de foreliggende kilder. En hovedkilde til besparelseskomponenter er teknikkataloget over data for energibesparelser fra Danmarks Tekniske Højskole (ref. 32). Teknologikataloget er udarbejdet til brug for det fællesnordiske projekt "Miljö och energi i Norden" og er udarbejdet med data fra alle de nordiske lande.

Modellen er delt op i 5 dele efter hver sin beregningsmetode: husholdningsapparater, belysning, elvarme, industri og landbrug samt handel og service.

Husholdningsapparater

For at kunne beregne efterspørgslen efter husholdningsapparater indtil år 2010 er der for hvert land opstillet prognoser for følgende apparater:

- fryser
- TV
- elkomfur med elovn
- køleskab
- kombiskab
- oliefyr
- opvaskemaskine
- tørretumbler
- vaskemaskine
- diverse

Dette er husholdningsapparater, der er almindeligt benyttet i alle de nordiske lande, og data for disse husholdningsapparater findes i Teknologikataloget (ref. 32). Derudover findes der forskellige apparater specifikke for de enkelte lande, eksempelvis saunaer eller motorvarmere. Sådanne specifikke apparater er ikke medtaget i efterspørgselsmodellen. Der kan derfor være forskel på den officielle elprognose for det enkelte land og den ved efterspørgselsmodellen beregnede prognose.

For hver apparattype er der beregnet en grundprognose efter følgende metode:

Antal apparater (af en given apparattype) i et givet år, S_t , beregnes som:

$$S_t = d_t H_t . \quad (1)$$

hvor d_t er dækningsgraden, og H_t er antal husstande. $E_{t,s}$ defineres som det antal apparater, der er anskaffet til tid s , og som stadig eksisterer til tid t . Det antages herefter at:

$$E_{t,s} = (1 - \frac{t-s}{2L}) A_s , \quad (2)$$

hvor L er apparatets middellevetid (givet ved teknologikataloget, ref. 32), og A_s er antal apparater købt i periode s . Der antages således lineære afskrivninger.

Ved at løse (2) i forhold til antal apparater til tiden t , S_t , fås:

$$S_t = \sum_{j=0}^{2L} E_{t,t-j} = \sum_{j=0}^{2L} (1 - \frac{j}{2L}) A_{t-j} . \quad (3)$$

Fra (3) kan det derefter beregnes at:

$$\Delta S_t = A_t - \bar{A}_t , \quad (4)$$

hvor

$$\bar{A}_t \equiv \frac{1}{2L} \sum_{j=1}^{2L} A_{t-j} , \quad \Delta S_t \equiv S_t - S_{t-1} . \quad (5)$$

S_t er en kendt størrelse (beregnet iflg.(1)). A_t afhænger af laggede variable og kan således let udregnes. Antallet af apparater købt i året t , A_t , kan herefter beregnes ved:

$$A_t = \Delta S_t + \bar{A}_t \quad (6)$$

Indsættes de beregnede værdier af A_t i (2), fås apparatbestanden i alle de betragtede år.

Det specifikke forbrug (elforbrug pr. apparat), GST_t , er for perioden 1971-1988 givet ved DEFU rapport nr. 240, ref. 31. Det specifikke forbrug 1988 i denne rapport er kilden til størrelsen GST_{88} (gennemsnitligt solgt teknologi) i teknologikataloget. Det antages, at det specifikke forbrug efter 1988 falder lineært, for i 2030 at nå BST_{89} (bedste solgte teknologi) ifølge teknologikataloget. Denne antagelse ligger tæt op af den i BRUS (ref. 17) anvendte og kan ses som et udtryk for en antagelse om langsom indtrængen af nye effektive teknologier.

Den samlede efterspørgsel D_t for den givne apparattype kan nu beregnes ved:

$$D_t = \sum_{j=0}^{2L} GST_{t-j} E_{t,j} . \quad (7)$$

For at beregne omkostningerne ved indførsel af elbesparelseteknologier opstilles der mindst én alternativ efterspørgselsprognose, hvori der er indført elbesparelser.

De alternative prognoser tager udgangspunkt i en antagelse om udviklingen i BST_t (bedst solgte teknologi) i fremtiden. Det antages, at BST_{1988} er givet ved BST_{88} i teknologikataloget. Derefter antages BST_t at falde lineært, således at BST_{2000} er lig EFT89 (effektivitetsforbedret teknologi) i teknikkataloget. Efter år 2000 antages BST_t at falde lineært, således at

$$BST_{2010} = BST_{2000} - 0.5(BST_{1988} - BST_{2000}) . \quad (8)$$

Heri ligger der en antagelse om, at den faldende tendens i BST er aftagende efter år 2000.

Givet dette er det specifikke forbrug F_t i et alternativt forløb givet ved:

$$F_t = a_t BST_t + (1-a_t) GST_t .$$

Parameteren a_t fortolkes som den andel af husstandene, der anskaffer sig den mest effektive teknologi. Den samlede efterspørgsel D_t for en given apparattype kan i et alternativt forløb beregnes ved:

$$D_t = \sum_{j=0}^{2L} F_{t-j} E_{t,j} . \quad (9)$$

Der beregnes 2 alternative forløb. For det første et MIDDEL forløb, hvor det antages, at a_t vokser lineært fra 0 i år 1990 til 0.5 i år 2010. For det andet et OPTIMISTISK forløb, hvor a_t vokser lineært fra 0 i år 1990 til 1 i år 2010.

På basis af teknologikataloget kan omkostningerne ved at gå fra GST_{88} til BST_{89} beregnes. Hele investeringen henføres til det år, hvor elbesparelsen indføres. Ved således at beregne elbesparelsen pr. år pr. apparat ved overgang til BST_{89} kan investeringen pr. kWh i det år, den mere energieffektive teknologi indføres, beregnes, hvorved den totale investering ved overgang fra grundforløb til alternativt forløb kan opsummeres.

For Danmarks vedkommende er antallet af husstande givet ved den i BRUS benyttede boligprognose. Dækningsgraderne er for perioden 1971-1988 taget fra DEFU teknisk rapport nr. 240 (ref. 31). For perioden

1989-2010 er dækningsgraderne givet ved lineær interpolation af BRUS-tal for år 2000 og 2015.

For Sverige er European Marketing Data & Statistics (ref.19) benyttet for antallet af husstande samt dækningsgrader. Tallene er udregnet ved lineær interpolation mellem givne tal for 1977 og 1988. Antal boliger og dækningsgrader for perioden 1988 til 2015 er givet ved scenarie A-L i ref.28.

For Finland, Norge og Island er såvel antal boliger som dækningsgrader givet ved lineær interpolation mellem tal fra ref.19 og ref.33. I ref.19 er der opgivet tal for 1974 og 1987, mens der i ref. 33, European Forecasts, er opgivet tal for 1990, 1995 og år 2000.

Elvarme

Den største økonomiske besparelse på varmesiden vil i hovedparten af de nordiske lande ligge i overgang fra elvarme til andre varmekilder, eksempelvis fjernvarme. Disse perspektiver tages imidlertid ikke med i analysen, da det her kun drejer sig om konkrete elbesparelser. Elbesparelser på varmesiden kan derfor kun opnås ved bedre isolering.

Den gennemsnitlige boligmasse antages i dag at være rimeligt isoleret, og der vil ikke kunne opnås den store besparelse ved yderligere isolering. For at kunne vurdere elbesparelsen ved isolering antages det, at 10 % af boligmassen er ældre uisolerede huse eller lejligheder, hvor der vil kunne drages fordel af isolering.

Der gøres følgende antagelser vedr. boliger:

Et parcelhus er ca. 120 m² og har $((10 \cdot 2.1) \cdot 2 + (12 \cdot 2.1) \cdot 2) = 92.4$ m² ydervæg, oprundet til 95 m² og 120 m² loft. Et parcelhus har 10 vinduer a (1.2*1.2) m², i alt 14.4 m² vinduesareal, oprundet til 15 m².

En lejlighed er ca. 80 m² og har $((10 \cdot 2.1) + (8 \cdot 2.1)) = 37.8$ m² ydervæg, oprundet til 40 m². En lejlighed har 5 vinduer a (1.2*1.2) m², i alt 7.2 m² vinduesareal, oprundet til 8 m².

Varmetabet pr. m² væg pr. år er for en uisoleret ydervæg 115 kWh, mens varmetabet for væg med 100 mm isolering er 26 kWh.

Varmetab pr. m² vindue pr år er for 1 lags glas 432 kWh og for 2 lags glas 209 kWh.

På basis af dette vil der ved 100 mm isolering af uisoleret parcelhus og montering af forsatsruder opnås en varmebesparelse på 22480 kWh pr. år. (Et uisoleret hus har et varmeforbrug på 31205 kWh/år.) Ved 100 mm isolering af uisoleret lejlighed og montering af forsatsruder opnås en varmebesparelse på 5344 kWh pr. år.

Investeringen vil ved benyttelse af priser fra ref. 21 således for parcelhuse være 3.44 kr./kWh det første år, hvor isoleringen bliver gennemført. Tilsvarende for lejligheder vil prisen være 5.24 kr./kWh det første år. Dette vejes sammen med antal huse og lejligheder, hvori der med fordel kan indføres isolering (der regnes med 2% over 5 år), hvorved den samlede investering kan opgøres.

Ovennævnte metode er benyttet for Sverige, Finland, Norge og Island mens der for Danmarks vedkommende er benyttet en metode,

der er udviklet i Energistyrelsen til beregning af prognose for elvarme. Metoden bygger på at der i Danmark kun er en lille andel boliger med elvarme, og elvarme er mest almindelig i landejendomme.

Belysning

Der er for belysningen opstillet en grundprognose, hvori det antages, at 0.1% af husstandene i 1988 har indført lavenergipærer, mens 25% af husstandene i år 2010 forventes at være gået over til lavenergipærer. Udviklingen antages at forløbe lineært.

Der er derudover opstillet to alternative forløb, et MIDDEL forløb gående lineært mod 50% i år 2010, og det OPTIMISTISKE forløb, hvor samtlige husstande har indført lavenergipærer år 2010.

På basis af priser for elpærer i teknikataloget kan investeringen ved at skifte fra grundforløbet til de alternative forløb direkte udregnes.

Industri og landbrug

Metoden til vurdering af besparelsesmuligheder inden for industri og landbrug er hentet fra ENERGI 2000, Baggrundsrapport nr. 2, ref. 20. Udgangspunktet er en prognose for elefterspørgslen opdelt på forskellige brancher, såsom landbrug og gartnerier, næringsmiddelindustrien, kemiske råstoffer, papir- og papfremstilling etc. Denne prognose udgør grundforløbet, og målsætningen er at vurdere omkostningerne ved at formindske elforbruget i forhold til denne. Til dette formål anvendes to datasæt :

- 1) En vurdering af besparelsespotentialerne for 9 teknologier (belysning, ventilation og blæsere, trykluft og procesluft, køling og frysning, pumpning, anden motordrift, procesvarme, smeltning og støbning, bygge og anlægsvirksomhed) på 3 forskellige tidspunkter (1990, 2000 og 2015) og ved 3 forskellige tiltag (kampagner o.l., ikke-rentable investeringer og rentable investeringer). Ved lineær interpolation udvides antallet af årstal med 1995, 2005 og 2010.

Dette datasæt kan repræsenteres ved 3 matricer P_k , P_i og P_r . P_k , P_i og P_r repræsenterer besparelsespotentialer ved henholdsvis kampagner o.l., ikke-rentable investeringer og rentable investeringer. Den enkelte matrix består af 9 rækker (teknologier) og 5 søjler (årstal).

- 2) Et skøn over de 9 elforbrugende teknologiers andele i % af det totale elforbrug i de forskellige brancher. Dette datasæt kan repræsenteres ved en matrix E bestående af et vist antal rækker (brancher) og 9 søjler (teknologier). Det antages, at denne matrix er konstant over tid.

Ved at multiplicere de to datasæt med hinanden fås 3 matricer:

$$M_k = EP_k, \quad M_i = EP_i, \quad M_r = EP_r. \quad (10)$$

De 3 M-matricer vil bestå af et bestemt antal rækker (afhængig af antal brancher) og 5 søjler (år) og beskriver udviklingen over tid i besparelspotentialerne i de enkelte brancher. Af den øverste række i M_k fremgår det f.eks. for Danmark, at landbruget (branche 1) ved hjælp af kampagner o.l. kan formindske sit elforbrug i forhold til grundforløbet med 14% i 1990, 16% i 1995 og 18% i 2000, 2005 og 2010. I denne beregning er der taget hensyn til, hvilke teknologier landbruget benytter, og hvilke besparelspotentialer der er gældende for disse teknologier.

Det er antaget, at de rentable investeringer er foretaget i grundforløbet, hvilket der skal tages vare for. Der defineres derfor et brutto-grundforløb, - d.v.s. den elefterspørgsel der *ville* have været, hvis de rentable investeringer *ikke* var blevet udført. Lad F være en industri-prognose repræsenteret ved en matrix med 5 rækker (år) og 17 søjler (brancher), lad $f_{t,b}$ være elefterspørgslen til tidspunkt t i branche b (d.v.s. et element i F), og lad $m'_{b,t}$ være et element i matricen M_r . Brutto-grundforløbet defineres nu ved :

$$(1 - m'_{t,b})g_{t,b} = f_{t,b} \quad (11)$$

Ved $g_{t,b}$ forstås brutto-elefterspørgslen i branche b til tidspunkt t . $g_{t,b}$ er et element i en matrix G med 5 rækker (år) og 17 søjler (brancher). G kaldes brutto-grundforløbet.

På basis af brutto-grundforløbet G og besparelspotentialematricerne M_k og M_i er det nu muligt at beregne de samlede mulige elbesparelser i kWh. De samlede mulige elbesparelser ved kampagner o.l. til tidspunkt t findes ved at gange den t 'te søjle i M_k sammen med den t 'te række i G . På tilsvarende måde findes de samlede mulige elbesparelser ved ikke-rentable investeringer (idet M_i benyttes i stedet for M_k).

I en række af de alternative forløb er det blevet undersøgt hvor store elbesparelser, der kan gennemføres ved kun at satse på en teknologi. Dette er gjort ved at omdefinere P_k og P_i ; hvis der kun satses på den j 'te teknologi, udskiftes alle elementer i P_k og P_i med 0'er undtagen i den j 'te række. Derefter beregnes fuldstændig som beskrevet ovenfor.

Ved beregningen af omkostningen ved elbesparelserne benyttes ref.20. Det vurderes her, at de ikke-rentable investeringer beløber sig til 250000 D.kr. pr. sparet TJ brutto. Desuden vurderes investeringer i forbindelse med elbesparelser via kampagner o.l. at være virksomhedsøkonomisk rentable. Den samlede størrelse af disse rentable investeringer er ikke vurderet.

Handel og service

Grundprognosen for handel og service tager udgangspunkt i ref. 25, ENERGI 2000, Baggrundsrapport 1. Handels- og servicesektorens elforbrug er her delt op på de 4 kategorier: lys, ventilation, køl og øvrige. De forskellige anvendelsesområders andele af det totale elforbrug i årene 1990-2010 er beregnet ved lineær interpolation og vist i tabel A1.1.

Besparelsespotentialerne for de 4 ovennævnte teknologier er vurderet i ref. 25 og er vist i tabel A1.2.

Metoden til vurdering af besparelsesmulighederne indenfor handel og service er herefter den samme som metoden for industri og landbrug. For handel og service er der blot kun 1 branche (handel og service) og 4 teknologier (lys, ventilation, køl og øvrigt), mens der for industri og service er mange brancher og 9 elforbrugende teknologier.

Tabel A1.1. Forskellige anvendelsesområders andel af det totale elforbrug i % inden for handel og service i perioden 1990-2010.

	1990	1995	2000	2005	2010
Lys	33,3	30,4	27,6	25,9	24,1
Ventilation	18,4	18,4	18,4	18,9	19,5
Køl	15,9	16,3	16,6	17,0	17,4
Øvrigt	32,4	35,0	37,5	38,3	39,1

Tabel A1.2. Sparepotentialer på baggrund af ref. 25 for perioden 1990-2010.

	1990	1995	2000	2005	2010
Lys	51	55	58	60	61
Ventilation	46	49	52	53	55
Køl	36	40	43	45	46
Øvrigt	32	36	40	42	45

Ved beregning af omkostningerne ved elbesparelserne for handel og service benyttes tal fra ref.25. Det vurderes her, at omkostningerne ved en realisering af besparelsespotentialerne er afhængig af hvilket trin af potentialet, der udnyttes, jævnfør omstående tabel A1.3.

Tabel A1.3. Omkostninger i øre pr. sparet kWh for handel og service (ref. 25).

	1.tredjedel af potentiallet	2.tredjedel af potentiallet	3.tredjedel af potentiallet
Lys	-10	0	15
Ventilation	0	15	35
Køl	0	10	30
Øvrigt	5	5	20

Bilag B: Optimeringsmodel for elsystemet

Der er flere muligheder for valg af en optimeringsmodel for elsystemet, der kan belyse elbesparelser som alternativ til en øget udbygning af elsystemet. Af størst interesse for de nordiske lande er især MARKAL modellen, der er udviklet af IEA, og EFOM modellen, der er udviklet af EF Kommissionen. Begge modeller opstiller et lineært programmeringsproblem, der løses af et generelt program. Valget af optimeringsværktøj må afhænge af brugerens erfaringer og foreliggende modelopstillinger.

Som værktøj til beregningerne i dette studie anvendes udvalgte dele af EFOM-modellen (Energy Flow Optimization Model), hvor der allerede findes en modelopbygning for det danske el- og kraftvarmesystem, der er baseret på data fra BRUS-modellen til "Energi 2000". Denne model er blevet suppleret med elforsyningsteknologier, der findes i de øvrige nordiske lande, så den kan anvendes til optimering af den termiske produktion i hvert af de nordiske lande, når vandkraftproduktionen er givet (ref. 11).

EFOM-modellen

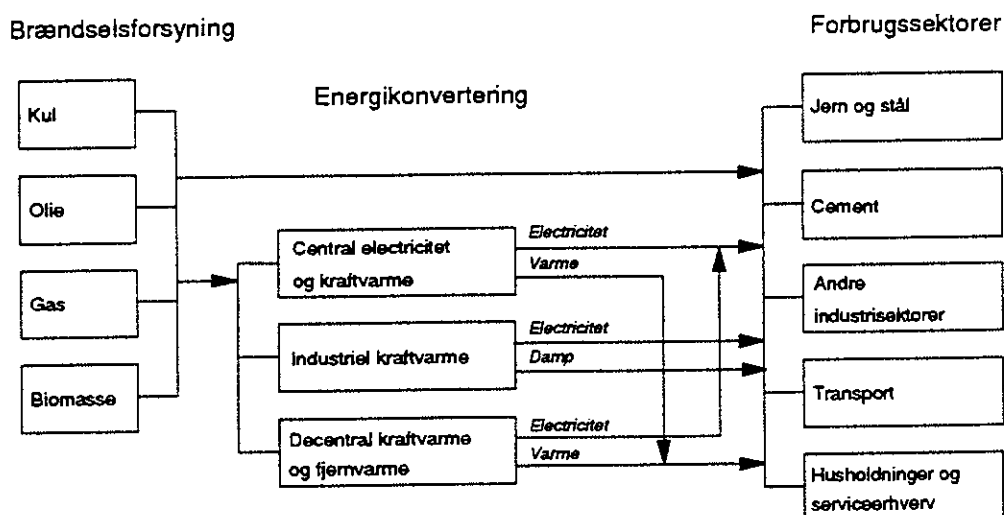
EFOM-modellen har været anvendt af EF Kommissionen og en række medlemslande siden slutningen af 70'erne. Den foreliggende danske modelversion er udviklet i forbindelse med EF Kommissionens tredje energiforskningsprogram og energiforskningsprogrammet, JOULE, til studier vedrørende optimale metoder til emissionsbegrænsninger. I forbindelse hermed er der gennemført en omfattende indsamling af data vedrørende energibesparelser, vedvarende energi og elproduktions-teknologier med reducerede CO₂-emissioner (ref. 13), (ref. 14).

Energisystemet beskrives som et netværk, der forbinder efterspørgslen efter energitjenester med primærbrændsler. På grundlag af dette netværk med tilhørende parametre formulerer modellen et lineært optimeringsproblem, der kan løses med et generelt løsningsprogram.

Modellens resultater fremkommer ved at minimere en objekt-funktion under iagttagelse af et (stort) antal restriktioner. Objekt-funktionen består her af de diskonterede omkostninger i perioden (f.eks. 1990-2010). De vigtigste restriktioner i den modelversion, der anvendes i dette studie, er elsystemets kapacitetsgrænser og maksimale emissioner for SO₂, NO_x og CO₂.

Figur B1.1 viser strukturen af EFOM-modellen for det samlede energisystem. Den del af modellen, der har betydning for denne opgave, omfatter det centrale elsystem, kombineret el- og varme til fjernvarme

eller industri samt de dele af efterspørgselssystemet, der bruger el eller teknologier, der kan substitueres med el.



Figur B1.1. EFOM-ENV Modellens struktur.

Lastvariation for elforbruget beskrives ved at opdele det årlige forbrug i fire strømme:

Vinter:	Grundlast Spidslast	Sommer:	Grundlast Spidslast
---------	------------------------	---------	------------------------

Denne fordeling kan være forskellig for de forskellige forbrugs- og besparelseskomponenter.

Som led i dette studie er der udviklet en modelversion, der omfatter elforbrugs- og elbesparelseteknologier, samt elforsyningsteknologier der er vigtige i de nordiske lande.

Elefterspørgsel og besparelseteknologier

Elforbrugende teknologier kan integreres i modellen. Efterspørgsels-teknologier kan beskrives med antal, enhedsforbrug, samt forbrugets fordeling på de fire belastningsperioder. For konkurrerende teknologier med forskelligt elforbrug - og dermed mulige elbesparelser - må man desuden kende eventuelle meromkostninger og elbesparelse i forhold til reference-teknologien, samt antage et samlet potentiale for anvendelsen af den alternative teknologi.

Efterspørgsels- og besparelseteknologier er ikke medtaget i de beregninger ned optimeringsmodellen, der er beskrevet i denne rapport. Der er i stedet antaget et samlet potentiale for elbesparelser og de nødvendige samlede merudgifter for at opnå denne besparelse.

Elforsyningsteknologier

Optimeringsmodellen omfatter således alene elforsyningssiden, d.v.s. elproduktionen og -transmissionen, der er nødvendig for at tilfredsstille en givet samlet efterspørgsel i et større geografisk område.

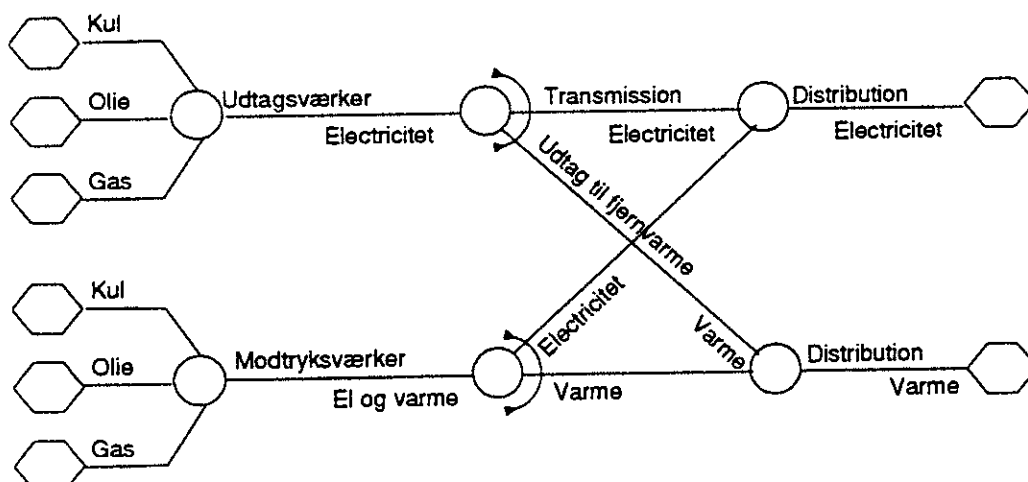
Elproduktionssiden er karakteriseret ved en række konkurrerende elproducerende anlæg, hvortil der er knyttet en pris pr. installeret kW, brændselsforbrug pr. produceret kWh, levetid, samt faste og variable omkostninger i forbindelse med anlæg og drift af den pågældende værktpe. Endelig kan de enkelte værktpers andele af den totale elproduktion underkastes visse begrænsninger eller minimumsværdier af hensyn til f.eks. statistiske eller lovgivningsmæssige forhold.

Mulighederne for at udnytte et kraftvarmepotentiale spiller en stor rolle for det samlede elsystems økonomi og miljøkonsekvenser. Ved modelleringen af lokale modtryksanlæg forudsættes en eksogen varmeefterspørgsel, der samtidig vil angive en maksimal elleverance fra disse værker. Store udtagsværker er derimod en del af det centrale elsystem.

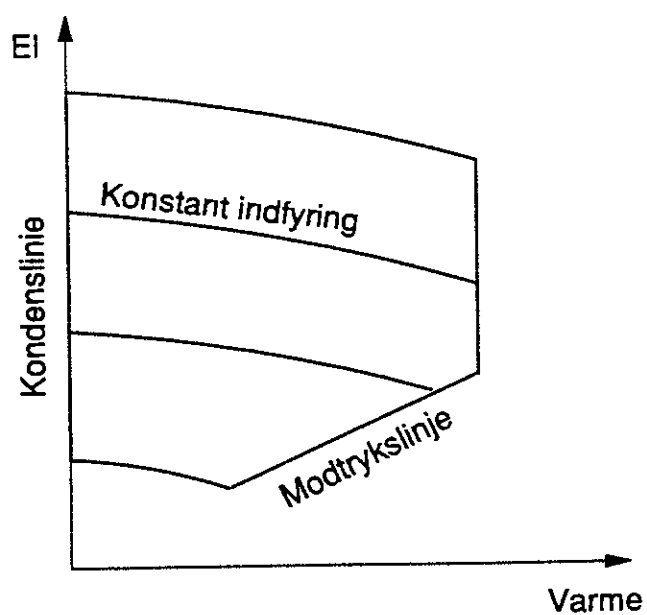
Figur B1.2 viser et udsnit af netværket, der illustrerer forskellen mellem udtags- og modtryksværker. Modellen lader udtagsværket producere el i kondensdrift og varmeefterspørgslen dækkes som en konvertering af el til varme med en høj virkningsgrad (typisk ca. 4,5), svarende til den reciprokke værdi af hældningen på linien "Constant fuel line" - i dansk kraftvarmeterminologi oftest betegnet som c_v -linien. Modtryksværket producerer en blanding af el og varme, der splittes i de to produkter i et fast forhold bestemt af turbinens tekniske data. Den fleksible sammensætning af el- og varmeproduktionen på udtagsanlæg er illustreret i figur B1.3.

Beskrivelsen af vandkraft er ret forenklet. Modellen lader magasinerne levere kraft til grundlast og spidslast efter behovet, men energimængderne i sommer- og vinterhalvårene kan begrænses af magasinkapaciteten. Ellagre, f.eks. pumpekraft eller luftmagasiner kan modelleres, men er ikke relevant i Norden på grund af den store magasinkapacitet.

Dette studie vil ikke omfatte en modellering af substitution mellem de forskellige opvarmningsformer. Såvel elvarme som kraftvarme ab værk indgår eksogent; andre opvarmningsformer vil blive helt udeladt, da nærværende projekt kun omfatter elbesparelser, og ikke andre former for rumopvarmning.



Figur B1.2. Modelstruktur for kraftvarmeværker i EFOM-modellen.



Figur B1.3. Produktionsområder for el og varme fra et kraftvarmeværk med udtagsturbiner

Elproduktion kontra elbesparelser

Det nordiske energisamarbejde

Samarbejdet indenfor Nordisk Ministerråd på det energipolitiske område sigter bl.a. mod at tilrettelægge energiforsyning og energiforbrug i overensstemmelse med en bæredygtig udvikling, og at energiforsyningssikkerheden fastholdes på et højt niveau. Hovedindsatsen lægges indenfor et fælles nordisk elforsyningsmarked, et fælles nordisk gasmarked, øget effektivitet på energiområdet, brug af mindre forurenende energikilder, nordisk energiforskningssamarbejde og internationalt samarbejde.

Nordisk Ministerråd

blev oprettet i 1971 som samarbejdsorgan mellem de nordiske landes regeringer. Ministerrådet fremlægger forslag til Nordisk Råds sessioner, viderefører rådets rekommandationer, rapporterer til Nordisk Råd om samarbejdets resultater og leder arbejdet inden for de forskellige emneområder. Samarbejdet koordineres af samarbejdsministrene, der er udpeget af det enkelte lands regering. Ministerrådet træder sammen i forskellige sammen-sætninger - afhængigt af hvilke spørgsmål, der skal behandles.

Nordisk Råd

blev oprettet i 1952 som et samarbejdsorgan mellem de folkevalgte forsamlinger og regeringer i Danmark, Island, Norge og Sverige. Finland indtrådte i 1955. Færøernes, Grønlands og Ålands delegationer indgår i henholdsvis Danmarks Riges og Finlands delegationer. Rådet består af 87 medlemmer. Nordisk Råd er initiativtagende og rådgivende og har kontrollerende opgaver i det nordiske samarbejde. Nordisk Råds organer er plenarforsamlingen, præsidiet og udvalg-ene.



Nordisk Ministerråd

ISBN 92 9120 200 2
ISSN 0906-3668